

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой ЭОПЭТК
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 «Экономика предприятий и организаций
(энергетика)»

**«Разработка и обоснование инвестиционного проекта модернизации
электрооборудования электрического цеха (на примере
ПАО «Юнипро»)»**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	доцент, канд. тех. наук Ю.А. Хегай
	подпись, дата	
Выпускник	_____	С.А. Обущак
	подпись, дата	
Нормоконтролер	_____	Т.М. Руденко
	подпись, дата	

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2018г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Обущак Семену Андреевичу

Группа ЗУБ14-02БВ Направление (специальность)38.03.01.02.09

«Экономика предприятий и организаций (энергетика)»

Тема выпускной квалификационной работы: Разработка и обоснование инвестиционного проекта модернизации электрооборудования электрического цеха (на примере ПАО «Юнипро»)

Утверждена приказом по университету № 5713/С от 19.04.2018г.

Руководитель ВКР Хегай Ю.А. – канд.техн. наук, доцент кафедры «ЭОПЭТК» ИУБПЭ СФУ

Исходные данные для ВКР:

- законодательные и нормативные документы, специальная, научная литература;
- информация, предоставленная филиалом «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро».

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

- маркетинговые исследования рынка энергетики Восточно- Сибирского региона;
- оценка методического инструментария эффективности проектов в энергетике;
- разработка инвестиционный проекта модернизации электрооборудования.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов:

- основные направления реализации инвестиционной деятельности в энергетике;
- методология оценки эффективности инвестиционных проектов;
- комплексная оценка эффективности инвестиционного проекта «Разработка и обоснование инвестиционного проекта модернизации электрооборудования электрического цеха».

- титульный лист;
- цель и задачи дипломного проекта;
- объект и предмет исследования;
- рынок электрической и тепловой энергии;
- основные направления инвестиционной деятельности в энергетике;
- положение филиал Берёзовская ГРЭС ПАО «Юнипро» на рынке тепловой и электрической энергии;
- оценка коммерческой эффективности проекта «Разработка и модернизации электрооборудования электрического цеха»;
- технико-экономический анализ проекта
- анализ чувствительности проекта;
- установление ранга значимости факторов, влияющих на интегральные показатели проекта;
- анализ безубыточности проекта;
- оценка бюджетной эффективности.

Руководитель ВКР

доцент, канд. техн. наук Ю.А. Хегай

подпись

Задание принял к исполнению

С.А. Обущак

подпись

.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Методический инструментарий оценки эффективности проектов в энергетике.....	10
1.1 Сравнительные характеристика современных методов оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике	10
1.2 Особенности оценки инвестиционных проектов на действующем предприятии.....	22
1.3 Комплексный подход к оценке различных видов фффективности проектов помодернизации энергетических предприятий	Ошибка! Закладка не определена.
2 Характеристика филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» как участника инвестиционного процесса	37
2.1 Рынок электрической и тепловой энергии	37
2.2 Характеристика объекта исследования, его приоритетные направления развития	43
2.3 Анализ состояния и положения филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» на рынках тепловой и электрической энергии	50
2.4 Перспективы и проблемы, связанные с осуществлением проекта модернизации филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО».....	54
3 Разработка инвестиционного проекта модернизации электрооборудования в электрическом цехе филиала «Березовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО»	56
3.1 Техничко–экономический анализ проекта	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Оценка коммерческой эффективности инвестиционного проекта.....	64
3.3 Анализ проектных рисков	80
3.4 Оценка бюджетной эффективности	91
Заключение	95

Список использованных источников	99
Приложение А Расчет коммерческой эффективности проекта.....	106
Приложение Б Анализ чувствительности проекта	113
Приложение В Анализ безубыточности проекта.....	123
Приложение В Расчет показателей бюджетной эффективности проекта...	125

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики Российской Федерации. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей – основа поступательного развития экономики страны и неотъемлемый фактор обеспечения цивилизованных условий жизни всех ее граждан.

ПАО «ЮНИПРО» является крупным производителем тепловой и электрической энергии в Российской Федерации, обеспечивает потребителей высокоэффективным экологически чистым видом энергии, что объективно определяет воздействие производственной деятельности Компании на окружающую среду, включая такие виды воздействия, как выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ, сбросы загрязняющих веществ в водоемы, размещение отходов производства, а также негативное воздействие шума, тепла, вибрации, электромагнитных полей.

Россия располагает значительными запасами энергетических ресурсов и мощным топливно-энергетическим комплексом, который является базой развития экономики, инструментом проведения внутренней и внешней политики. Роль страны на мировых энергетических рынках во многом определяет ее геополитическое влияние.

Энергетический сектор обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, консолидацию субъектов Российской Федерации, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей страны. Природные топливно-энергетические ресурсы, производственный, научно-технический и кадровый потенциал энергетического сектора экономики являются национальным достоянием России. Эффективное его использование создает необходимые предпосылки для вывода экономики страны на путь устойчивого развития,

обеспечивающего рост благосостояния и повышение уровня жизни населения.

Актуальность данных проблем определили выбор темы дипломной работы.

Целью дипломной работы является разработка инвестиционного проекта модернизации электрооборудования по модернизации электрооборудования в электрическом цехе филиала «Березовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО».

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- провести маркетинговые исследования рынка энергетики Восточно–Сибирского региона;
- оценить методический инструментарий эффективности проектов в энергетике;
- обосновать экономическую эффективность инвестиционного проекта модернизации электрооборудования.

Объектом исследования является филиал «Березовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО».

Предметом исследования является методологическая оценка инвестиционного проекта энергетики.

1 Методический инструментарий оценки эффективности проектов в энергетике

1.1 Сравнительные характеристика современных методов оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике

Проблема комплексной оценки эффективности инвестиций постоянно находится в центре внимания. С переходом нашей страны к рыночной экономике, в связи с либерализацией цен, появлением платности финансовых ресурсов, необходимостью учета интересов всех участников инвестиционного процесса, потребовался новый взгляд на оценку эффективности инвестиционных решений.

В 1994 году Правительством РФ были утверждены «Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», а затем появилась вторая редакция «Методических рекомендаций» от 2000 г. Отраслевые «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов и бизнес-планов в электроэнергетике» выполнены в соответствии с вышеупомянутыми методическими рекомендациями, и утверждены Госстроем России, Минэкономики России, Минфином России и Госпромом России и адаптированы к условиям электроэнергетической отрасли. В 2000 году ведущими специалистами отрасли, РАО «ЕЭС России» и ОАО «Научный центр прикладных исследований (НЦПИ)» подготовлено второе дополненное и переработанное издание «Практических рекомендаций» и утверждено РАО «ЕЭС России».

Согласно методическим рекомендациям эффективность инвестиций определяется с помощью системы методов, которые отражают соотношение связанных с инвестициями затрат и результатов. Методы позволяют судить об экономической привлекательности инвестиционных проектов и экономических преимуществах одного проекта перед другим.

Методы оценки эффективности инвестиционных проектов представляют собой способы определения целесообразности долгосрочного вложения капитала (инвестиций) в различные объекты, (отрасли) с целью оценки перспектив их прибыльности и окупаемости. Классификация современных методов оценки эффективности инвестиционных проектов в отрасли приведена на рисунке 1.

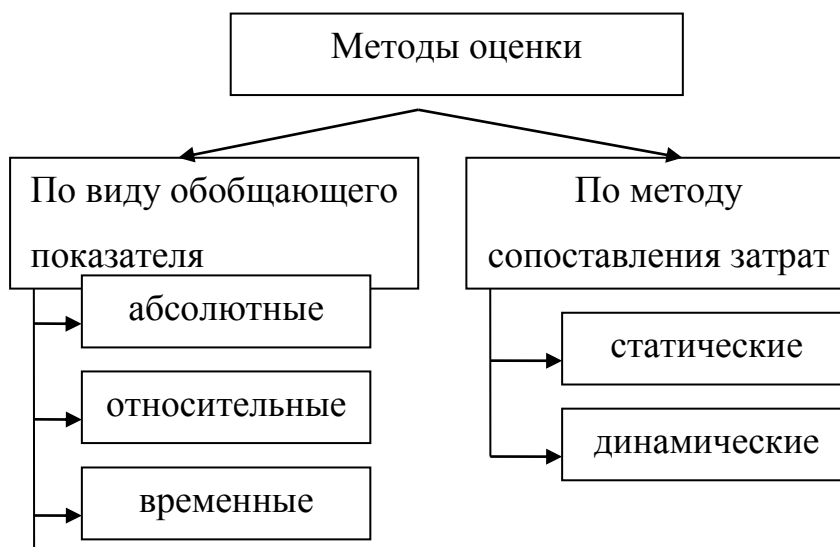


Рисунок 1 – Классификация методов оценки эффективности инвестиционных проектов

Абсолютные, обобщающие показатели определяются как разность между стоимостными оценками результатов и затрат, связанных с реализацией проекта. Относительные, обобщающие показатели определяются как отношение стоимостных оценок результатов проекта к совокупным затратам на их получение. Временные показатели оценивают срок окупаемости инвестиционных затрат.

По методу сопоставления разновременных денежных затрат и результатов, различают следующие методы:

- статические, денежные потоки, возникающие в разные моменты

времени, оцениваются как равноценные;

- динамические, денежные потоки, вызванные реализацией проекта, приводятся к эквивалентной основе посредством их дисконтирования, обеспечивая сопоставимость разновременных денежных потоков.

К группе статических относятся методы: срока окупаемости инвестиций (Pay back Period, PP); коэффициента эффективности инвестиций (Accounting Rate of Return, ARR), а также индекс доходности инвестиций (ИД).

К динамическим методам относятся: чистый дисконтированный доход (Net Present Value, NPV); индекс рентабельности инвестиции (Profit ability Index, PI); внутренняя норма рентабельности (Internal Rate of Return, IRR); дисконтированный срок окупаемости инвестиции (Discounted Pay back Period, DPP) [8].

Статические методы оценки инвестиций.

Простой срок окупаемости инвестиций (PP)

Метод расчета срока окупаемости PP инвестиций состоит в определении того срока, который понадобится для возмещения суммы первоначальных инвестиций. Если сформулировать суть этого метода более точно, то он предполагает вычисление того периода, за который кумулятивная сумма (сумма нарастающим итогом) денежных поступлений сравнивается с суммой первоначальных инвестиций.

В таблице 2 приведены современные методы и критерии методы оценки экономической эффективности инвестиций.

Таблица 2 – Критерии и методы оценки экономической эффективности инвестиций

Методы и критерии	Статические	Динамические
Абсолютные	Суммарный доход (прибыль)	Чистая текущая стоимость (ЧДД, NPV) Годовой эквивалент (аннуитет)

Продолжение таблицы 2

Методы и критерии	Статические	Динамические
Относительные	Рентабельность инвестиций (ROI, ARR)	Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД, DPI) Внутренняя норма доходности (ВНД, IRR) Модифицированная внутренняя норма доходности (MIRR)
Временные	Период возврата (срок окупаемости) проекта	

Показатель срока окупаемости без учета фактора времени очень прост в расчетах, вместе с тем, он имеет ряд недостатков:

- не учитывает влияния доходов последних периодов, т.е. не учитывает будущих денежных поступлений после истечения срока окупаемости;
- нет различия между проектами с одинаковой суммой доходов, но различным распределением ее по годам;
- он не связан с экономическим сроком жизни инвестиций и поэтому не может быть реальным критерием прибыльности.

Данный показатель (РР) используется в том случае, когда больше волнует проблема ликвидности, а не прибыльность проекта, когда главным является быстрая окупаемость инвестиций, а также, в случаях с высокой степенью риска инвестиций. Чем короче срок окупаемости проекта, тем меньше риск.

Пользуясь показателем простой окупаемости, надо всегда помнить, что он хорошо работает только при справедливости следующих допущений: а) все сопоставляемые с его помощью инвестиционные проекты имеют одинаковый экономический срок жизни; б) все проекты предполагают разовое вложение первоначальных инвестиций; в) после завершения вложения средств инвестор начинает получать примерно одинаковые

ежегодные денежные поступления на протяжении всего периода экономической жизни инвестиционных проектов.

Именно поэтому, расчет срока окупаемости не рекомендуется использовать как основной метод оценки приемлемости инвестиций. К нему целесообразно обращаться только ради получения дополнительной информации, расширяющей представление о различных аспектах оцениваемого инвестиционного проекта.

Простая рентабельность инвестиций (ARR).

Показатель расчетной нормы прибыли (Accounting Rate of Return) является обратным по содержанию сроку окупаемости капитальных вложений. Расчетная норма прибыли отражает эффективность инвестиций в виде процентного отношения денежных поступлений к сумме первоначальных инвестиций.

Применение показателей расчетной рентабельности основано на сопоставлении его расчетного уровня со стандартными для фирмы уровнями рентабельности.

Этому показателю присущи все недостатки, свойственные показателю простого срока окупаемости. Он принимает в расчет только два критических аспекта, инвестиции и денежные поступления от текущей хозяйственной деятельности и игнорирует продолжительность экономического срока жизни инвестиций:

- не учитывает разную ценность денежных средств во времени;
- игнорирует различия в продолжительности эксплуатации активов, созданных благодаря инвестированию.

Однако, у данного показателя имеется ряд достоинств:

- простота расчета;
- удобство для применения его в системе стимулирования руководящего персонала фирм (увязка системы поощрения управляющих

филиалов и подразделений предприятия с результативностью их инвестиций).

Индекс доходности инвестиций.

Индекс доходности инвестиций (ИД) – отношение суммы элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Он равен увеличенному на единицу отношению чистого денежного потока (ЧДП) к объему инвестиций.

Динамические методы оценки инвестиций.

Чистый дисконтированный доход (NPV).

Чистый дисконтированный доход (чистая текущая стоимость – Net Present Value, NPV, ЧДД) – рассчитывается как разность дисконтированных денежных потоков доходов и расходов, производимых в процессе реализации инвестиций за прогнозируемый период. Суть критерия состоит в сравнении текущей стоимости будущих денежных поступлений от реализации проекта с инвестиционными расходами, необходимыми для его реализации. Процесс пересчета будущей стоимости денежного потока в текущую называется дисконтированием (от англ. *discont* – уменьшать). Ставка, по которой происходит дисконтирование, называется ставкой дисконтирования (дисконта).

Положительное значение NPV считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств в проект, а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования.

NPV – метод имеет свои достоинства и недостатки. Корректное использование NPV–метода возможно только при соблюдении ряда условий. Объем денежных потоков в рамках инвестиционного проекта должен быть оценен для всего планового периода и привязан к определенным временным интервалам. Денежные потоки в рамках инвестиционного проекта должны

рассматриваться изолированно от остальной производственной деятельности предприятия, т.е. характеризовать только платежи и поступления, непосредственно связанные с реализацией данного проекта. Принцип дисконтирования, применяемый при расчете чистого приведенного дохода, с экономической точки зрения подразумевает возможность неограниченного привлечения и вложения финансовых средств по ставке дисконта. Использование метода для сравнения эффективности нескольких проектов предполагает использование единой для всех проектов ставки дисконта и единого временного интервала.

Достоинства метода чистой текущей стоимости:

- отражает доходы от инвестиций;
- учитывает срок жизни инвестиционного проекта;
- учитывает фактор времени;
- обладает свойством аддитивности;
- отражает прогнозную оценку изменения экономического потенциала

предприятия в случае принятия инвестиционного проекта.

Недостатки метода чистой текущей стоимости:

- не учитывает размера альтернативных инвестиционных проектов;
- зависит от величины нормы дисконта;
- не отражает уровень проектного риска, не информирует о «резерве безопасности проекта»;
- осложняется трудностью прогнозирования ставки дисконта, которая в будущем может изменяться в связи с изменением экономических условий;
- требует детальных долгосрочных прогнозов.

Этот метод дает ответ лишь на вопрос, способствует ли анализируемый вариант инвестирования росту ценности фирмы или богатства инвестора вообще, но никак не говорит об относительной мере такого роста. Для этого используется иной показатель – метод расчета рентабельности инвестиций.

Дисконтированный индекс рентабельности инвестиций (PI).

Рассчитывается как отношение чистой текущей стоимости денежного притока к чистой текущей стоимости денежного оттока (включая первоначальные инвестиции) [9]. Индекс рентабельности – относительный показатель эффективности инвестиционного проекта и характеризует уровень доходов на единицу затрат, т.е. эффективность вложений – чем больше значение этого показателя, тем выше отдача денежной единицы, инвестированной в данный проект. Критерий DPI имеет преимущество при выборе одного проекта из ряда имеющих примерно одинаковые значения NPV, но разные объемы требуемых инвестиций.

К недостаткам метода можно отнести:

- неаддитивность;
- критерий не отражает вклад в увеличение капитала фирмы в результате реализации проекта;
- зависимость от нормы дисконта.

Достоинства метода индекса доходности дисконтированных инвестиций:

- критерий отражает эффективность единицы инвестиций;
- позволяет сформировать наиболее эффективный инвестиционный портфель;
- позволяет судить о «резерве безопасности проекта»;
- учитывает временную ценность денежных вложений.

Внутренняя норма доходности (IRR).

Внутренняя норма прибыли представляет собой ту норму дисконта, при которой чистая дисконтированная (текущая) стоимость проекта становится равной нулю.

Смысл расчета этого коэффициента при анализе эффективности планируемых инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Например, если

проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

Экономический смысл этого показателя заключается в следующем: предприятие может принимать любые решения инвестиционного характера, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя СС (цены источника средств для данного проекта, цены капитала). Именно с ним сравнивается показатель IRR, рассчитанный для конкретного проекта, при этом:

- если $IRR > CC$, то проект следует принять;
- если $IRR < CC$, то проект следует отвергнуть;
- если $IRR = CC$, то проект ни прибыльный, ни убыточный.

К достоинствам этого критерия можно отнести объективность, независимость от абсолютного размера инвестиций, информативность. Данный метод:

- учитывает срок жизни инвестиционного проекта и распределение во времени денежных потоков;
- отражает уровень проектного риска;
- не зависит от нормы дисконта;
- учитывает временную ценность денежных вложений.

Однако у него есть и недостатки: сложность расчетов, большая зависимость от точности оценки будущих денежных потоков.

Недостатки метода внутренней нормы доходности:

- показывает лишь максимальный уровень затрат, который может быть ассоциирован с оцениваемым инвестиционным проектом (если IRR двух проектов больше цены привлекаемых источников инвестиций, то выбор лучшего варианта по критерию невозможен)
- неаддитивен, характеризует только конкретный проект, сложно использовать для оценки инвестиционного портфеля;

- для неординарных денежных потоков может иметь несколько значений;

- не позволяет определить изменение капитала предприятия;

- сложность расчетов.

Преимуществом метода внутренней рентабельности по отношению к методу чистого дисконтированного дохода является возможность его интерпретирования. Он характеризует начисление процентов на затраченный капитал (рентабельность затраченного капитала).

Кроме этого, внутреннюю процентную ставку можно рассматривать в качестве критической процентной ставки для определения абсолютной выгоды инвестиционной альтернативы в случае, если применяется метод чистой текущей стоимости и не действует допущение о надежности информации.

Критерии NPV, IRR и DPI наиболее часто применяемые в инвестиционном анализе, являются фактически разными версиями одной и той же концепции, и поэтому их результаты связаны друг с другом. Таким образом, можно ожидать выполнения следующих математических соотношений для одного проекта:

- если, $NPV > 0$, то $IRR > CC$; $PI > 1$;

- если, $NPV < 0$, то $IRR < CC$; $PI < 1$;

- если, $NPV = 0$, то $IRR = CC$; $PI = 1$.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP).

Срок окупаемости – минимальный временной интервал, в течение которого дисконтированные денежные поступления сравниваются с дисконтированными денежными затратами. Данный метод устраняет недостаток статического метода срока окупаемости инвестиций и учитывает стоимость денег во времени. Очевидно, что в случае дисконтирования, срок окупаемости увеличивается, т.е. всегда $DPP > PP$.

Если представлены несколько альтернативных проектов, то наиболее эффективным считают тот проект, у которого срок окупаемости меньше. Однако это условие является необходимым, но не достаточным для выбора проекта к реализации. Период окупаемости может стимулировать использование высокодоходных, но краткосрочных проектов в ущерб более рентабельных, но долгосрочных.

Поэтому определение периода окупаемости носит вспомогательный характер относительно чистой текущей стоимости проекта или внутренней нормы рентабельности.

Достоинства метода дисконтированного срока окупаемости (DPP):

- отражает ликвидность и рискованность инвестиционного проекта;
- не зависит от величины горизонта расчета;
- учитывает временную ценность денежных вложений.

Недостатки метода дисконтированного срока окупаемости:

- не учитывает последующие притоки денежных средств, на критерий не влияет отдача, лежащая за пределами периода окупаемости, а потому он может служить неверным критерием привлекательности проекта.

- не обладает свойством аддитивности;
- не дает оценки прибыльности инвестиций.

Существует ряд ситуаций, в которых применение метода, основанного на расчёте срока окупаемости затрат целесообразно. Это, например, ситуация, когда руководство компании в большей степени озабочено решением проблемы ликвидности, а не прибыльности проекта, – главное, чтобы инвестиции окупились и как можно скорее. Метод также хорош в ситуации, когда инвестиции сопряжены с высокой степенью риска, поэтому, чем короче срок окупаемости, тем менее рискован проект. Такая ситуация характерна для отраслей или видов деятельности, где велика вероятность достаточно быстрых технологических изменений.

Таким образом, из всех критериев наиболее приемлемыми для принятия решений инвестиционного характера являются критерии NPV, IRR и DPI. Несмотря на отмеченную взаимосвязь между этими показателями, при оценке альтернативных инвестиционных проектов проблема выбора критерия все же остается. Основная причина кроется в том, что NPV – абсолютный показатель, а DPI и IRR – относительные.

При принятии решения можно руководствоваться следующими соображениями:

а) рекомендуется выбирать вариант с большим NPV, поскольку этот показатель характеризует возможный прирост экономического потенциала коммерческой организации (наращивание экономической мощи компании является одной из наиболее приоритетных целевых установок);

б) возможно также сделать расчет коэффициента IRR для приростных показателей капитальных вложений и доходов при этом, если $IRR > CC$, то приростные затраты оправданны, и целесообразно принять проект с большими капитальными вложениями.

В случае противоречия между критериями NPV и IRR более предпочтительно использование критерия NPV. Поскольку NPV дает вероятностную оценку прироста стоимости коммерческой организации в случае принятия проекта; обладает свойством аддитивности, что позволяет складывать значения показателя NPV по различным проектам и использовать агрегированную величину для оптимизации инвестиционного портфеля.

Тем не менее, на практике существуют разные критерии оценки инвестиционных проектов, которые каждое предприятие разрабатывает с учетом специфики своей деятельности, и данная рекомендация не является доминирующей. Нельзя категорично утверждать, что критерий NPV всегда является лучшим.

1.2 Особенности оценки инвестиционных проектов на действующем предприятии

При оценке эффективности проектов, реализуемых на действующем предприятии, необходимо учитывать следующее:

а) возможность влияния реализации проекта на технико–экономические и финансовые показатели в целом;

б) возможность использования для реализации инвестиционного проекта основных фондов, материальных запасов и трудовых ресурсов, уже имеющихся на предприятии;

в) возможность использования в качестве одного из источников финансирования инвестиционного проекта амортизации основных фондов и прибыли самого предприятия;

г) необходимость: использования для расчета показателей эффективности нормы дисконта, относящейся к предприятию в целом. В частности, включаемая в норму дисконта поправка на риск должна учитывать не только риск, связанный с данным проектом, но и другие виды рисков, связанных со всей деятельностью предприятия;

д) налоговые платежи и соответствующие льготы, а также возможные графики возврата кредитов, как правило, могут быть точно вычислены только по предприятию в целом, а не по данному инвестиционному проекту;

е) условия прекращения реализации проекта на действующем предприятии должны дополнительно увязываться с финансовыми показателями предприятия в целом.

Приростной метод является приближенным методом оценки инвестиционного проекта на действующем предприятии. В результате этого метода, как правило, нельзя определить абсолютный эффект осуществления проекта на предприятии, но можно установить, выгоден ли данный проект для предприятия, и выявить целесообразность государственной поддержки проекта, ее

рациональные размеры и формы. Этот метод рекомендуется применять только для предприятий с относительно устойчивым финансовым положением.

В тех случаях, когда необходим более детальный расчет (например, при оценке эффективности инвестиционных проектов для акционеров действующего предприятия) этот метод может оказаться недостаточным. В этих случаях рекомендуется производить полный расчет по предприятию в целом.

Расчет приростным методом производится так же, как и для инвестиционного проекта, реализуемого на вновь создаваемом предприятии, со следующими отличиями:

1) в качестве выручки от реализованной продукции, численности персонала, стоимости основных фондов, текущих активов и пассивов и иных «объемных» показателей проекта принимается изменение соответствующих показателей по предприятию в целом, обусловленное реализацией инвестиционного проекта. В частности, в расчетах не учитываются амортизация основных фондов, существовавших независимо от данного инвестиционного проекта, хотя бы и используемых для его реализации, расходы по управлению производством, (если реализация инвестиционного проекта не требует увеличения административно-управленческого персонала). В то же время подлежит обязательному учету выручка от предусмотренной инвестиционным проектом реализацией на сторону имущества действующего предприятия;

2) налоги, связанные с реализацией инвестиционного проекта, рассчитываются в соответствии с обусловленными этой реализацией изменениями выручки, балансовой прибыли, размеров оплаты труда, стоимости имущества и т.п. В частности, в расчетах не учитываются, налог на имущество действующего предприятия в части, используемой для реализации инвестиционного проекта, если в связи с его реализацией стоимость имущества не возросла, земельный налог (если реализация инвестиционного проекта не требует расширения земельного участка, занятого предприятием) и т.д. Налог на прибыль определяется исходя из прироста налогооблагаемой прибыли по предприятию в целом (дополнительной прибыли,

обусловленной реализацией инвестиционного проекта). Рекомендуется не учитывать существующую в настоящее время льготу по налогу на прибыль (связанную с ее использованием на инвестирование или погашение кредита), если только специальные расчеты не подтверждают, что эта льгота останется и для предприятия в целом, так как счет большей амортизации по предприятию (по сравнению с проектом) условия ее предоставления могут нарушиться;

3) при проверке финансовой реализуемости проекта дополнительно учитываются возможности финансирования проекта за счет средств предприятия. В этих целях в расчет притока средств от операционной деятельности включаются «собственные средства предприятия» – поступления от деятельности предприятия, не связанной с проектом, размер которых и распределение по шагам должны быть заданы в исходной информации.

1.3 Комплексный подход к оценке различных видов эффективности проектов по модернизации энергетических предприятий

Для решения таких комплексных проблем как обновление и расширение производственных мощностей предприятий энергетики необходимы немалые ресурсы. Государство готово предоставить финансирование и поддержку предприятиям коммунальной энергетики, но строго в соответствии с детально разработанными инвестиционными программами.

Поэтому так важен вопрос полной и детальной оценки инвестиционного проекта, комплексный подход к оценке эффективности инвестиционного проекта, всестороннее изучение непосредственно связанных с проектом затрат и полученных результатов, его влияния на экономику, природную и социальную среду.

В современной экономической литературе можно встретиться с различными определениями понятия «эффективность инвестиционного проекта». В «Методических рекомендациях по оценке эффективности

инвестиционных проектов», утвержденных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ дано следующее определение:

Эффективность инвестиционного проекта— категория, отражающая соответствие проекта, целям и интересам его участников.

Эффективными инвестиционными проектами считаются проекты, соответствующие или превышающие условия инвесторов по эффективности и уровням рисков инвестирования.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества валовой внутренний продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами. Поступлениями и затратами этих субъектов определяются различные виды эффективности инвестиционных проектов.

Методическими Рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов выделены следующие виды эффективности проектов: эффективность проекта в целом; эффективность участия в проекте. На рисунке 2 приведена схема видов эффективности инвестиционных проектов.

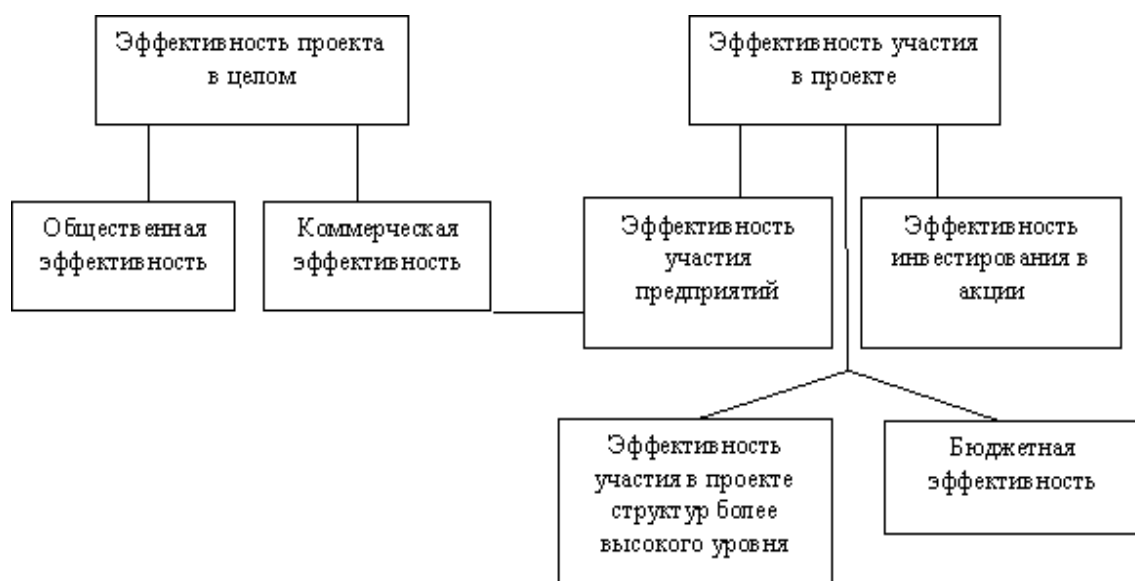


Рисунок 2 – Виды эффективности инвестиционных проектов

Все виды эффективности инвестиционного проекта базируются на сопоставлении затрат и результатов (выгод) от проекта, но отличаются подходом к их оценке и составом. Система показателей, определяемая для оценки перечисленных видов эффективности, и методологические принципы их расчета едины. Отличия заключаются в тех исходных параметрах, которые формируют потоки реальных денежных средств по проекту применительно к каждому виду эффективности. Иными словами, единая и взаимосвязанная система параметров проекта находит воплощение в единых по экономической природе показателях эффективности в зависимости от области их применения в той экономической среде, которую они должны охарактеризовать. Некоторое исключение составляют показатели общественной эффективности.

В основу оценок эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы, применимые к любым типам проектов независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчётного периода);
- моделирование денежных потоков, включающих в себя связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчётный период;
- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);
- принцип продолжительности и максимума эффекта;
- учёт фактора времени;
- учёт только предстоящих затрат и поступлений, должны учитываться только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Ранее созданные ресурсы, используемые в проекте, оцениваются не затратами на их создание, а альтернативной стоимостью (opportunitycost),

отражающей максимальное значение упущенной выгоды, связанной с их наилучшим возможным альтернативным использованием. Прошлые, уже осуществленные затраты в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют;

- сравнение «с проектом» и «без проекта». Оценка эффективности инвестиционного проекта должна производиться сопоставлением ситуаций «не до проекта» и «после проекта», а «с проектом» и «без проекта»;

- учет наиболее существенных последствий проекта. При определении эффективности проекта должны учитываться все последствия его реализации, как экономические, так и внеэкономические;

- учет наличия разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконта;

- многоэтапность оценки. На различных стадиях разработки и осуществления проекта его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;

- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);

- учет влияния неопределенности и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Оценка эффективности инвестиционного проекта в целом.

Оценка эффективности инвестиционного проекта в целом обычно производится с общественной и коммерческой позиций, причем оба вида эффективности рассматриваются с точки зрения единственного участника, реализующего проект за счет собственных средств.

Цели оценки эффективности проекта в целом:

- определение потенциальной привлекательности проекта для возможных участников;

- поиск источников финансирования.

По этой причине показатели эффективности определяются на основании денежных потоков только от инвестиционной и операционной деятельности. При наличии нескольких вариантов проекта каждый из них оценивается самостоятельно.

Расчет производится в текущих и прогнозных ценах. При различии результатов предпочтение отдается результатам расчетов в прогнозных ценах.

Оценка общественной эффективности.

При расчете показателей общественной эффективности:

- в денежных потоках отражается (при наличии информации) стоимостная оценка последствий осуществления данного проекта в других отраслях народного хозяйства, в социальной и экологической сферах;
- в составе оборотного капитала учитываются только запасы (материалы, незавершенная готовая продукция) и резервы денежных средств;
- исключаются из притоков и оттоков денег по операционной и финансовой деятельности их составляющие, связанные с получением кредитов, выплатой процентов по ним и их погашением, предоставленными субсидиями, дотациями, налоговыми и другими трансфертными платежами, при которых финансовые ресурсы передаются от одного участника проекта (включая государство) другому;
- производимая продукция (работы, услуги) и затрачиваемые ресурсы должны оцениваться в специальных экономических ценах.

Оценка коммерческой эффективности.

Расчет показателей коммерческой эффективности ИП основывается на следующих принципах:

- используются предусмотренные проектом (рыночные) текущие или прогнозные цены на продукты, услуги и материальные ресурсы;
- денежные потоки рассчитываются в тех же валютах, в которых проектом предусматриваются приобретение ресурсов и оплата продукции;

- заработная плата включается в состав операционных издержек в размерах, установленных проектом (с учетом отчислений);
- если проект предусматривает одновременно и производство, и потребление некоторой продукции (например, производство и потребление комплектующих изделий или оборудования), в расчете учитываются только затраты на ее производство, но не расходы на ее приобретение;
- при расчете учитываются налоги, сборы, отчисления и т.п., предусмотренные законодательством, в частности, возмещение НДС за используемые ресурсы, установленные законом налоговые льготы и пр.;
- если проектом предусмотрено полное или частичное связывание денежных средств (депонирование, приобретение ценных бумаг и пр.), вложение соответствующих сумм учитывается (в виде оттока) в денежных потоках от инвестиционной деятельности, а получение (в виде притоков) – в денежных потоках от операционной деятельности;
- если проект предусматривает одновременное осуществление нескольких видов операционной деятельности, в расчете учитываются затраты по каждому из них.

В качестве основных финансовых потоков при расчете показателей коммерческой эффективности следует выделить денежный поток от операционной, и от инвестиционной деятельности. Основным притоком реальных денег от операционной деятельности является выручка от реализации продукции, определяемая по конечной (реализуемой на сторону) продукции, а также прочие и не реализационные доходы.

В денежный поток от инвестиционной деятельности входят:

- притоки – доходы (за вычетом налогов) от реализации имущества и нематериальных активов (в частности, при прекращении проекта), а также от возврата (в конце проекта) оборотных активов, уменьшение оборотного капитала на всех шагах расчетного периода;

- оттоки — вложения в основные средства на всех шагах расчетного периода, ликвидационные затраты, вложения средств на депозит и в ценные бумаги других хозяйствующих субъектов, в увеличение оборотного капитала, компенсации (в конце проекта) оборотных пассивов.

Оценка эффективности участия в проекте.

Участниками проекта могут быть предприятие, реализующее проект, и его акционеры; банки, осуществляющие кредитование проекта; лизинговая компания, предоставляющая оборудование для проекта, и т.д. Проект может затрагивать интересы структур более высокого порядка (отрасль, регион и т.п.), которые способны весьма существенно повлиять на его реализацию. Проект может быть общественно значимым и требовать поддержки федерального, регионального или местного бюджетов.

Цели определения эффективности участия в проекте:

- проверка реализуемости инвестиционного проекта;
- проверка заинтересованности в реализации проекта всех его участников.
- Оценка эффективности участия в проекте состоит из разделов:
 - эффективность участия предприятий в проекте (эффективность инвестиционного проекта отдельно для каждого предприятия–участника);
 - эффективность инвестирования в акции предприятия (эффективность для акционеров — участников инвестиционного проекта);
 - эффективность участия в проекте структур более высокого уровня, в том числе: а) региональная и народнохозяйственная эффективность — для региона и народного хозяйства в целом; б) отраслевая эффективность — для отдельных отраслей народного хозяйства, финансово–промышленных групп (ФПГ), объединений предприятий и холдинговых структур;
 - бюджетная эффективность инвестиционного проекта — эффективность участия государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

В каждом из этих разделов в той или иной степени используются схема финансирования проекта, учетная политика предприятия и другие элементы организационно–экономического механизма реализации проекта.

Оценка эффективности проекта для предприятия–участника.

При расчетах показателей эффективности участия предприятия в проекте принимается, что возможности использования денежных средств не зависят от того, что эти средства собой представляют (собственные, заемные, прибыль и т.д.). В этих расчетах учитываются денежные потоки от всех видов деятельности (инвестиционной, операционной и финансовой) и используется схема финансирования проекта. Заемные средства считаются денежными притоками, платежи по займам – оттоками. Выплаты дивидендов акционерам не учитываются в качестве оттока реальных денег.

Перед проведением расчета показателей эффективности участия в проекте проверяется его финансовая реализуемость. Проверка производится по величине совокупного собственного капитала всех участников (за исключением кредиторов). При этом учитываются вложения собственных денежных средств и выплаты по дивидендам.

На рисунке 3 приведена предлагаемая концептуальная схема оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике.

На первом этапе (верхняя половина концептуальной схемы) происходит оценка эффективности проекта в целом. Для начала определяется направленность проекта, которая зависит от общественной значимости проекта, оказывает ли реализация проекта или отказ от него влияние на социально–экономические параметры внешней среды. Для локальных проектов оценивается только их коммерческая эффективность, если она оказывается приемлемой, можно переходить ко второму этапу оценки. Для крупномасштабных, народнохозяйственных и глобальных проектов в первую очередь оценивается их общественная эффективность, которая может включать в себя:

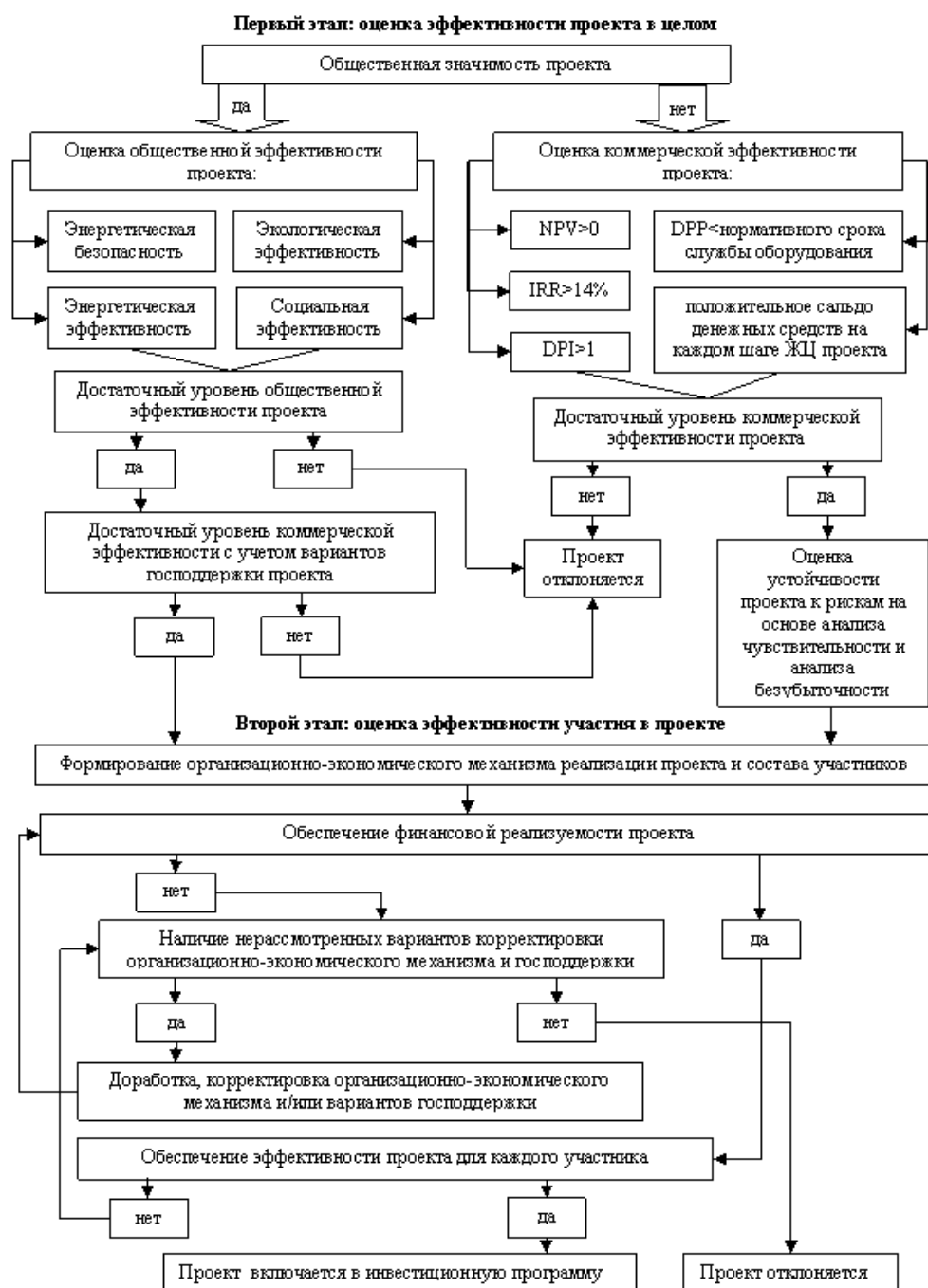


Рисунок 3 – Концептуальная схема оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике

- энергетическую безопасность – оценка повышения устойчивости энергосистемы/предприятия к внешним и внутренним экономическим, техногенным и природным угрозам;

- энергоэффективность – оценка снижения энергоемкости и топливоемкости производства энергии, посредством энергосбережения;

- экологическую эффективность – минимизация негативного влияния производства, передачи и потребления энергии на окружающую среду и климат; оценка предотвращенного ущерба от выбросов в атмосферу, от загрязнения почвы, от загрязнения водных ресурсов;

- социальную эффективность – социальный эффект от реализации проекта определяется снижением себестоимости производства энергии, увеличением количества рабочих мест, улучшением условий труда, повышением уровня обеспеченности электроэнергией, улучшением окружающей среды, повышением доступности и качества услуг жилищно-коммунального хозяйства.

Если общественная эффективность неудовлетворительна, то проект не рекомендуется к реализации и не может претендовать на государственную поддержку. Если же обеспечен достаточный уровень общественной эффективности, то следующим этапом является оценка коммерческой эффективности проекта. Если определенный уровень коммерческой эффективности обеспечивается проектом, то, опять же, можно переходить ко второму этапу оценки.

Если реализация проекта не принесет ожидаемого эффекта, то рекомендуется рассмотреть некоторые меры государственной поддержки.

Если такие меры обеспечивают положительную коммерческую эффективность проекта, то проект рассматривается более подробно для обоснования размеров и форм государственной поддержки. Если же проект остается коммерчески неэффективным при всех рассмотренных мерах государственной поддержки, то он должен быть отклонен за нецелесообразностью.

На втором этапе (нижняя половина концептуальной схемы) происходит оценка эффективности участия в проекте при определенном

организационно–экономическом механизме его реализации. Проверяется финансовая реализуемость проекта. При получении негативных результатов, если в процессе расчетов выяснится, что проект оказывается финансово нереализуемым или неэффективным для какого–либо участника, производится корректировка организационно–экономического механизма реализации проекта, в том числе состава участников, схемы финансирования и мер государственной поддержки проекта, если таковые необходимы.

Оценка инвестиционных проектов, осуществляемых на действующем предприятии.

Методам оценки проектов, осуществляемых на действующем предприятии, уделяется меньшее внимание, хотя здесь есть ряд вопросов, которые имеет смысл обсудить. Тем более что на практике мы имеем дело в основном именно с такими проектами. При оценке эффективности проектов, реализуемых на действующем предприятии, необходимо учитывать следующее:

- возможность влияния реализации инвестиционного проекта на технико–экономические и финансовые показатели предприятия в целом;
- возможность использования для реализации инвестиционного проекта основных фондов, материальных запасов и трудовых ресурсов, уже имеющихся на предприятии;
- возможность использования в качестве одного из источников финансирования ИП амортизации основных фондов и прибыли самого предприятия;
- необходимость использования для расчета показателей эффективности нормы дисконта, относящейся к предприятию в целом;
- налоговые платежи и соответствующие льготы, а также возможные графики возврата кредитов, как правило, могут быть точно вычислены только по предприятию в целом, а не по данному инвестиционному проекту;

– условия прекращения реализации проекта на действующем предприятии должны дополнительно увязываться с финансовыми показателями предприятия в целом.

Приростной метод является приближенным методом оценки инвестиционного проекта на действующем предприятии. Используя этот метод, как правило, нельзя определить абсолютный эффект осуществления инвестиционного проекта на предприятии, но можно установить, выгоден ли инвестиционный проект для предприятия.

Расчет приростным методом производится также, как для инвестиционного проекта, реализуемого на вновь создаваемом предприятии, со следующими отличиями:

– в качестве выручки от реализации продукции, численности персонала, стоимости основных фондов, текущих активов и пассивов и иных «объемных» показателей проекта принимается изменение соответствующих показателей по предприятию в целом, обусловленное реализацией инвестиционного проекта;

– налоги, связанные с реализацией инвестиционного проекта, рассчитываются в соответствии с обусловленными этой реализацией изменениями выручки, балансовой прибыли, размеров оплаты труда, стоимости имущества и т.п.;

– при проверке финансовой реализуемости проекта дополнительно учитываются возможности финансирования проекта за счет средств предприятия. В этих целях в расчет притока средств от операционной деятельности включаются «собственные средства предприятия» минус поступления от деятельности предприятия, не связанной с проектом, размер которых и распределение по шагам должны быть заданы в исходной информации.

Расчет по предприятию в целом рекомендуется производить, сопоставляя варианты проекта развития предприятия в целом «с проектом» и «без проекта»

(далее соответственно «основной» и «нулевой» варианты). Формирование «основного» варианта производится путем внесения соответствующих корректировок в показатели «нулевого» варианта.

В филиале Берёзовская ГРЭС ПАО «ЮНИПРО» как на действующем предприятии применяются следующие методы оценки инвестиционных проектов:

1) метод условного выделения – проект, представляющий собой часть предприятия, условно представляют, как отдельное юридическое лицо со своими активами и пассивами, выручкой и затратами. Метод позволяет оценить эффективность проекта и его финансовую состоятельность.

2) метод объединения – метод направлен на анализ финансовой состоятельности предприятия и предполагает построение финансового плана, осуществляющего проект, и не позволяет говорить об эффективности проекта.

3) метод наложения – сначала рассматривается собственно проект (метод условного выделения), анализируется его экономическая эффективность и финансовая состоятельность, затем готовится финансовый план предприятия без проекта, затем, на уровне базовых форм финансовой отчётности совмещаются результаты по текущей деятельности предприятия и по проекту.

4) метод сравнения – сначала, как и в методе объединения, описывается финансовый план предприятия, осуществляющего проект. На основе финансового плана предприятия с проектом проводится оценка финансовой состоятельности предприятия, осуществляющего инвестиционный проект. Для оценки эффективности проекта необходимо сравнить чистые доходы предприятия с проектом с чистыми доходами предприятия без проекта. Разница покажет эффект собственно от проекта.

2 Характеристика филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» как участника инвестиционного процесса

2.1 Рынок электрической и тепловой энергии

Рынок работает с 2003 года официально. Появившийся за это время опыт деятельности в конкурентной среде выявил ряд проблем, связанных с либерализацией данного рыночного сегмента. В первую очередь это относится к работе на рынке электроэнергии «на сутки вперед». Основные сложности обусловлены тем, что при формировании Правил ОРЭМ электроэнергия рассматривалась как обычный продукт, без учета особенностей производства такого товара различными источниками.

Принятый подход мог стать справедливым, если бы все источники были одного типа и производили один вид продукции – электроэнергию. В странах с развитой рыночной экономикой, где либерализация произошла значительно раньше (например, в Германии, Дании, Японии), в правила работы рынка внесены существенные дополнения, которые учитывают способы производства энергии. В частности, ТЭЦ, вырабатывающие одновременно тепло и электроэнергию, мусоросжигательные заводы, источники с нетрадиционной технологией генерации на основе ВИЭ имеют различные приоритеты, а использующие, например, энергию ветра или солнечную энергию – и особые тарифы. При этом доля таких источников в указанных странах не столь велика, и производство электрической энергии на них, как правило, не превышает 10%. В России доля генерации ТЭЦ составляет свыше 35%, что объясняется, с одной стороны, исторически сложившимися обстоятельствами развития энергетики, с другой стороны – климатическим фактором.

Отрасль до настоящего времени развивалась в основном за счет ввода новых паротурбинных агрегатов, имеющих более совершенные производственные характеристики, в том числе большую единичную

мощность. Увеличение начальных параметров позволяло оптимизировать термодинамический цикл и снижать удельные расходы топлива. Вторым способом повышения экономичности стала теплофикация.

В соответствии с общепринятым определением, здесь и далее под термином теплофикация понимается энергоснабжение на базе комбинированной, т. е. совмещенной, выработки тепловой и электрической энергии в одной установке. Термодинамической основой теплофикации служит полезное применение отработавшего в паросиловой установке пара для отпуска тепла внешним потребителям. Это дает возможность повысить коэффициент использования топлива (КИТ) до 80–85%, а с привлечением современных технологий достижимы и более высокие значения (90%).

В комбинированной выработке заключается основное отличие теплофикации от так называемого раздельного метода энергоснабжения, при котором электрическая энергия вырабатывается на конденсационных тепловых электростанциях (КЭС), а тепловая – в котельных.

Особенно следует подчеркнуть роль теплофикации для Восточно–Сибирского региона, находящейся в зоне суровых климатических условий, где для поддержания жизнедеятельности требуется значительный расход энергии.

Среднегодовая температура в России – минус 7,5 °С. В Финляндии же – плюс 1,5°С, в Швеции и Норвегии еще выше – плюс 2°С, а это самые холодные страны Европы, которые расположены по широте значительно севернее, чем большая часть территории России. Как известно, на климат в Европе существенное влияние оказывает теплое морское течение Гольфстрим, соответственно, климатические пояса расположены таким образом, что средняя температура меняется не столько с севера на юг, сколько с запада на восток. Суровость климата помимо среднегодовой температуры определяется и ее изменениями в течение года. Так, средняя температура января в Восточно–Сибирского региона – ниже минус 24°С, в то время как в Хельсинки – минус 6,7°С, в Осло – минус 4°С. В Англии, Франции средняя температура

января около плюс 5°C, в Германии и Дании – выше 0°C. Поэтому затраты энергии на поддержание комфортных условий проживания в Восточно–Сибирского региона в два, три и более раз значительнее, чем в Европе. Особо следует отметить, что комбинированное производство тепловой и электрической энергии в нашей стране позволяет экономить около 30% топлива по сравнению с отдельным способом генерации. Это свыше 35 млн. тонн условного топлива(т у. т.) в год, или в пересчете на газ – более 31,4 млрд. куб. м.

Однако введение нынешних Правил ОРЭМ привело к тому, что преимущества комбинированной выработки электрической и тепловой энергии превратились в ряде случаев в существенный недостаток.

Суть проблемы заключается в следующем. На ТЭЦ производятся два равноправных вида продукции – тепловая и электрическая энергия, и данные процессы имеют свои специфические особенности. Зачастую эти особенности являются взаимоисключающими.

Так, при работе по тепловому графику генерация электрической энергии находится в прямой пропорциональной зависимости от параметров и количества производимой тепловой энергии. В частности, однозначная зависимость между выработкой тепловой и электрической энергии в полной мере относится к турбинам с противодавлением. В этом случае любые колебания тепловой нагрузки влекут вынужденное изменение электрической мощности и, как следствие, невыполнение графика Системного оператора. Снижение тепловой нагрузки, обусловленное либо неправильным прогнозом погоды, либо сокращением потребления тепловой мощности промышленными предприятиями, либо возникновением аварийной ситуации на теплотрассе, приводит к вынужденному уменьшению электрической мощности. В результате ТЭЦ не в состоянии выполнить принятые обязательства, и на нее налагаются штрафные санкции. Перечень штрафных санкций весьма разнообразен, за невыполнение графика Системного

оператора по предоставлению мощности может быть снята ее оплата в размере от 100 до 175% стоимости, указанной в тарифе; ТЭЦ компенсирует весь объем не отпущенной электроэнергии покупкой ее адекватного количества на балансирующем рынке (по гораздо более высоким ценам); отклонение фактического потребления топлива (газа) от запланированных значений влечет штрафные санкции при оплате топлива (как правило, это оплата газа в полном объеме в соответствии с заявкой, а не с фактическим потреблением); уменьшение объема отпускаемой тепловой энергии при одноставочном тарифе приводит к снижению получаемой платы и, соответственно, к неполному покрытию постоянных затрат энергокомпании, отнесенных на отпуск тепла.

Если рассмотреть вариант снижения выработки тепловой энергии применительно к ТЭЦ с турбинами, имеющими конденсаторы, где тепловая нагрузка не столь жестко увязана с производством электроэнергии, то и здесь возникают ограничения и штрафные санкции: поскольку ТЭЦ имеет возможность сохранить отпуск электроэнергии за счет конденсационной выработки (т. е. в полном объеме выполнить график Системного оператора) штрафных санкций за непредставление мощности, разумеется, быть не может. Вместе с тем при увеличении конденсационной выработки происходит резкий рост потребления топлива, что делает генерацию станции нерентабельной, так как себестоимость электроэнергии оказывается выше рыночных ценовых уровней; в случае снижения отпуска тепла падает расход топлива (газа), и при его оплате налагаются штрафные санкции за отклонения фактического потребления от запланированных значений.

Внезапные изменения тепловой нагрузки в свою очередь неблагоприятно сказываются на эффективности работы ТЭЦ. Так, при росте тепловой нагрузки станция может сохранить объем генерируемой электроэнергии в соответствии с заданием Системного оператора, например путем увеличения отпуска тепла не от турбин, а от

редукционно-охладительной установки (РОУ) или пикового водогрейного котла (ПВК). Естественно, при этом наблюдается увеличение потребления топлива и следуют штрафные санкции за его перерасход. В течение суток газ, отобраный сверх максимального (110%) суточного договорного объема, рассчитывается по регулируемой договорной цене со штрафным коэффициентом $K_{шт.} = 1,09$. За превышение месячного объема поставки в зависимости от времени года цена топлива увеличивается в соответствии с коэффициентами:

с 15 апреля по 15 сентября – $K_{пр} = 1,5$;

с 16 сентября по 14 апреля – $K_{пр} = 3,0$.

Все это ведет к резкому росту производственных издержек ТЭЦ и снижению эффективности ее деятельности.

Кроме того, с применением так называемого «пропорционального метода» распределения затрат топлива на выработку тепла и электроэнергии расход топлива, включаемый в тариф на тепло, оказывается ниже реально приемлемого уровня (при 100–процентном использовании условного топлива его затраты на отпуск 1 Гкал составят 142,9 кг.у.т/Гкал). Наряду с эпизодически возникающими изменениями тепловой нагрузки, вызываемыми обозначенными выше причинами, наблюдаются ее ежесуточные колебания, обусловленные неравномерностью горячего водоснабжения. В течение отопительного сезона такие ежесуточные колебания составляют в среднем: $=Q_{min}/Q_{max} = 0,85$. В итоге происходит отклонение вырабатываемой мощности сверх допустимого предела и, как следствие, на генерирующее предприятие налагаются штрафные санкции.

Вышеприведенные изменения в нагрузке ТЭЦ никак не учитываются Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности), и все возникающие проблемы замыкаются непосредственно на станции или на генерирующей компании. При работе в таких условиях значительная часть ТЭЦ становится экономически неэффективной, что в свою очередь может

явиться причиной их закрытия и перехода от комбинированного способа выработки к разделному. На мой взгляд, учитывая вклад ТЭЦ в общую экономию топливно-энергетических ресурсов, а также особенности генерации этих станций (в частности отпуск двух видов энергии – тепловой и электрической), для сохранения теплофикации как одного из высокоэффективных отраслевых производств необходимо срочно вносить изменения в Правила ОРЭМ. Анализ последствий отклонения тепловой нагрузки на ТЭЦ свидетельствует о том, что наибольшее влияние на снижение эффективности производственной деятельности станций и в первую очередь на наложение штрафных санкций оказывают следующие факторы: невыполнение графиков предоставления мощности и выработки заданного объема электроэнергии; изменения в расходе топлива.

Логично в данной ситуации предпринять меры, уменьшающие вероятность как несоблюдения графиков, так и наложения штрафных санкций за вынужденные отклонения отпуска электрической энергии, вызываемые в первую очередь внезапными изменениями тепловой нагрузки. С этой целью следовало бы, во-первых, расширить для ТЭЦ, работающих по тепловому графику, допустимый диапазон отклонения мощности с 5 до 10%. Во-вторых, с учетом того, что ТЭЦ производят тепловую энергию, не устанавливать штрафные санкции и повышающие коэффициенты за перебор или недобор газа в течение суток и за месяц (или существенно расширить диапазон допустимых отклонений), сохранив при этом годовой лимит. Как известно, котельные в настоящее время оплачивают фактически потребленное количества газа без штрафных санкций и, таким образом, оказываются в заведомо более выигрышном положении на рынке. Внесение хотя бы этих поправок в Правила ОРЭМ и в типовые контракты на поставку газа позволят снять бремя необоснованных штрафных санкций, повысят конкурентоспособность станций, что жизненно важно, особенно в условиях кризиса.

Развитие теплофикации путем модернизации ТЭЦ, имеющих устаревшее и выработавшее свой ресурс оборудование с параметрами пара $P_0 = 3,9$ МПа и $P_0 = 8,8$ МПа, на базе современных парогазовых технологий позволило бы на существующем тепловом потреблении обеспечить значительный прирост электрогенерации в ближайшие 10–15 лет. При этом суммарная экономия топлива в процессе комбинированной выработки в целом по стране способна достичь 50 млн. т у. т. в год и более.

2.2 Характеристика объекта исследования, его приоритетные направления развития

Березовская ГРЭС – одна из самых молодых и уникальных тепловых электростанций в стране, расположена в городе Шарыпово Красноярского края. История ее развития начинает свой отсчет с 1984 года. В 1987 году был введен в эксплуатацию первый энергоблок, а спустя три года – второй аналогичный. Изначально на базе КАТЭКа планировалось строительство восьми электростанций мощностью по 6400 МВт каждая, с дальнейшей передачей электроэнергии в европейскую часть страны. Технический проект на строительство головной электростанции Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса Березовской ГРЭС-1, – мощностью 6400 МВт в составе 8-ми энергоблоков по 800 МВт утвержден распоряжением Совета Министров СССР от 30 декабря 1977 года №2746-р. Отличительная особенность Березовской ГРЭС, – это соседство с одним из крупнейших в стране угольных месторождений Канско-Ачинских бурых углей – разрезом «Березовский-1». Его запасы на сегодняшний день оцениваются в сотни миллиардов тонн, третью часть которых можно добывать дешевым открытым способом. Бурый уголь поступает на станцию прямо с разреза «Березовский-1» двумя 14-километровыми открытыми конвейерами.

Основной акционер компании Юнипро – концерн Uniper – занимает лидирующие позиции в секторе традиционной генерации электроэнергии. Компания осуществляет свою деятельность на территории стран Европы, в России и ряде других государств мира. В состав Uniper входят гидро–, газовые и угольные электростанции общей мощностью 40 ГВт. Благодаря этим ключевым активам и использованию разных видов топлива компания Uniper является крупным надежным поставщиком электрической энергии, значительная часть которой производится с использованием экологически безопасных технологий, например, на газовых и гидроэлектростанциях.

В 2010–2011 годах компания ввела в эксплуатацию 4 новых парогазовых энергоблока общей мощностью 1600 МВт на Сургутской ГРЭС–2, Шатурской ГРЭС и Яйвинской ГРЭС, а также нарастила мощность Березовской ГРЭС на 100 МВт, благодаря проведенной модернизации оборудования. С вводом в эксплуатацию в 2015 году пылеугольного энергоблока мощностью 800 МВт на Березовской ГРЭС компания Э.ОН Россия (с июня 2016 года – ПАО «Юнипро») завершила свою инвестиционную программу, увеличив общую установленную мощность на 2400 МВт.

ПАО «ЮНИПРО» зарегистрировано 4 марта 2015 года в г. Сургут Ханты–Мансийского автономного округа – Югра. 1 июля 2016 года завершилось формирование целевой структуры станции из ее состава прекратили свою деятельность как отдельные юридические лица, став филиалами компании.

Березовская ГРЭС является неотъемлемой частью ОЭС Сибири и участвует в покрытии баланса электроэнергии, доля выработки в структуре ОЭС Сибири составляет более 5%.

На филиале «Березовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» установлено следующее основное оборудование:

- паровые турбины №1, №2 К–800–240–5 одновальные пятицилиндровые конденсационные турбины сверхкритического давления с

промежуточным перегревом пара, производства Ленинградского металлического завода, номинальной мощностью 800 МВт;

- прямоточные паровые пылеугольные котлы П-67 ст.№1, №2 – подвесные, однокорпусные, Т-образный компоновки. производительностью по 2650 т/ч пара изготовленные на Подольском машиностроительном заводе имени Орджоникидзе (ЗИО);

- турбогенераторы №1, № 2 ТВВ-800-2ЕУЗ с водородно-водяным охлаждением производства АО «Электросила» номинальной мощностью 800 МВт;

Выдача электрической мощности осуществляется по двум ВЛ-500 кВ до подстанции «Итатская» и распределяется по ОЭС Сибири.

В качестве топлива для электростанции используются угли Березовского месторождения, с калорийностью в среднем 3740 ккал/кг и зольностью в среднем 4,7 %. Среднегодовое потребление угля одним энергоблоком – 3÷3,5 млн.тонн.

Установленная мощность электростанции с 01.01.2011года после реконструкции энергоблока №2 – 1550 МВт. Выдача электроэнергии производится в ОЭС Сибири. Годовой выработка электроэнергии в 2010 году составила 9287,6 млн. кВт*ч., а полный отпуск 8733 млн. кВт*ч.

Филиал «Березовская ГРЭС» в составе ПАО «ЮНИПРО» является участником оптового рынка электроэнергии (ОРЭ). Компания поставляет электроэнергию по регулируемым договорам по ценам (тарифам), установленным регулирующим органом и по свободным конкурентным ценам на рынке на сутки вперед и балансирующем рынке. Вся вырабатываемая станциями электроэнергия поставляется на ОРЭ (вторая ценовая зона – зона Сибири).

Филиал «Березовская ГРЭС» является крупным источником теплоснабжения, установленная мощность теплофикационного оборудования 806,6 Гкал/час тепловой энергии. Потребителями тепловой энергии является

население, муниципальные и промышленные объекты г.Шарыпово, п. Дубинино и с. Холмогорское.

Конкурентные преимущества «Березовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО»:

- электростанция расположена в непосредственной близости разреза «Березовский–1» Канско-Ачинского месторождения бурых углей и может потреблять относительно дешевый уголь. Относительно экологически чистое топливо (малое содержание золы и серы) обеспечивает незначительное влияние выбросов на окружающую среду;

- наиболее современное, по отечественным меркам, основное оборудование с хорошими технико-экономическими показателями и высокой степенью автоматизации.

- самый дешевый тариф на электроэнергию среди тепловых станций по сибирскому региону.

Основные риски:

- режим работы станции сильно зависит от водности в Сибири, сильная конкуренция со стороны ГЭС;

- топливный монопоставщик;

- рынок электроэнергии отсрочка либерализации.

Филиал осуществляет виды деятельности, предусмотренные Уставом Общества, в том числе:

- деятельности по поставке (продаже) электрической и тепловой энергии (мощности);

- деятельность по получению (покупке) электрической и тепловой энергии с оптового рынка электрической энергии (мощности);

- выполнение работ, определяющих условия параллельной работы в соответствии с режимами Единой энергетической системы России в рамках договорных отношений;

- эксплуатация энергетических объектов, не находящихся на балансе Общества, по договорам с собственниками данных энергетических объектов;

- осуществление видов деятельности, связанных с работами природоохранного назначения;
- осуществление деятельности, связанной с воздействием на окружающую среду, ее охраной и использованием природных ресурсов, утилизацией, складированием, перемещением промышленных отходов;
- надзор за безопасным обслуживанием электрических и теплоиспользующих установок у потребителей, подключенных к тепловым сетям общества;
- образовательная деятельность, в том числе дополнительная образовательная деятельность;
- обучение и проверка знаний правил, норм и инструкций по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности;
- ситуациям и защиты сведений, составляющих государственную тайну, в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- охранная деятельность исключительно в интересах собственной безопасности;
- производство электрической и тепловой энергии;
- организация энергосберегающих режимов работы оборудования электростанций, соблюдение режимов поставки энергии в соответствии с договорами;
- обеспечение эксплуатации энергетического оборудования в соответствии с действующими нормативными требованиями, проведение своевременного и качественного его ремонта, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов;
- обеспечение энергоснабжения потребителей, подключенных к тепловым сетям Общества, в соответствии с заключенными договорами;
- освоение новой техники и технологий, обеспечивающих эффективность, безопасность и экологичность работы объектов Общества;

- деятельность по эксплуатации тепловых сетей;
- развитие средств связи и оказание услуг средств связи;
- хранение нефти и продуктов ее переработки;
- эксплуатация взрывоопасных производственных объектов;
- эксплуатация пожароопасных производственных объектов;
- эксплуатация и обслуживание объектов Ростехнадзора;
- эксплуатация зданий и сооружений;
- метрологическое обеспечение производства;
- деятельность по обращению с опасными отходами;
- деятельность по эксплуатации внутренних газовых сетей;
- деятельность по ремонту средств измерений;
- осуществление полномочий исполнительных органов в акционерных и иных хозяйственных обществах в порядке, предусмотренном законодательством и заключенными договорами;
- доверительное управление имуществом;
- оказание консалтинговых услуг;
- осуществление операций с ценными бумагами в порядке, определенном действующим законодательством Российской Федерации;
- осуществление агентской деятельности;
- проектно–сметные, изыскательские, научно–исследовательские и конструкторские работы;
- внешнеэкономическая деятельность;
- транспортно–экспедиционные услуги;
- иные виды деятельности.

В таблице 1 приведены основные технико-экономические показатели Берёзовской ГРЭС за период с 2014 по 2017 год.

Для выполнения своих задач и задач Общества Филиал осуществляет финансово–хозяйственную деятельность в пределах и на условиях, определенных ему Обществом.

Производственная деятельность Филиала планируется и учитывается в составе Общества.

Таблица 1 – Динамические технико-экономические показатели Берёзовской ГРЭС за период с 2014 по 2017 год

Показатель	Период			
	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
Выработка эл.энергии, млн.кВтч	8529,19	10820,57	9424,61	9287,5
Отпуск эл.энергии с шин, млн.кВтч	8045,34	10224,8	8898,83	8767,9
Расход эл.энергии на собственные нужды, %	5,7	5,5	5,6	5,6
КИУМ, %	64,9	82,1	71,7	70,5
Отпуск тепл. энергии, Гкал	673126	724522	736110	774139
Удельный расход у.т. на отпуск эл. эн., г/кВтч	339,2	338,2	338,4	337,02
Удельный расход у.т. на отпуск тепл. эн., г/кВтч	153,3	143,03	145,46	146,64
КПД ст. (брутто), %	40,38	40,23	40,50	40,79
КПД ст. (брутто) по производству эл./эн., %	38,44	38,49	38,50	38,66
КПД ст. (нетто) по производству эл./эн., %	36,26	36,37	36,35	36,50

Филиал вправе распоряжаться закрепленными за ним оборотными средствами, в соответствии с нормативными документами и бюджетом

Общества, в пределах полномочий, предусмотренных в доверенности, выданной Директору Филиала.

Руководство деятельностью Филиала осуществляет Директор в соответствии с трудовым договором, Положением, доверенностью, Уставом Общества и действующим законодательством.

Реализуемая ПАО «ЮНИПРО» инвестиционная программа направлена на обновление, техническое перевооружение и модернизацию производственных мощностей. Решение проблемы энерго дефицита в регионах деятельности компании. Главная стратегическая задача на 2010–2020 годы – увеличить установленную мощность до 11,000 МВт за счет реализации инвест программы и перемаркировки, создавая платформу для последующего роста.

На филиале «Березовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» в рамках реализации инвестиционной программы решаются следующие задачи:

- увеличение установленной мощности на 100 МВт;
- завершение строительства третьего угольного энергоблока мощностью 800 МВт на базе паросилового цикла.

2.3 Анализ состояния и положения филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» на рынках тепловой и электрической энергии

Электроэнергетика России – это Единая энергетическая система, которая представляет собой постоянно развивающийся высокоавтоматизированный комплекс, объединенный общим режимом работы и единым централизованным оперативно–диспетчерским и автоматическим управлением. Единая энергетическая система России по своим масштабам является крупнейшей в мире, а по мощности сопоставима лишь с западноевропейским энергетическим объединением. Основные сети напряжением от 220 до 1150 кВ объединяют в параллельную работу 72 региональные энергосистемы от Байкала до

Калининграда. Энергосистема включает в себя около 600 тепловых и более 100 гидроэлектростанций, 2,5 млн. км линий электропередачи всех классов напряжений, в том числе свыше 31 тысячи километров основных системообразующих ЛЭП напряжением 500 и 750 кВ. В структуре электроэнергетики России 10% АЭС, более 20% ГЭС и около 70% ТЭС. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России до 2010 года существенно не меняется при принятой стратегии развития энергетики.

ЕЭС России разделена на 7 объединенных энергосистем ОЭС. Их доля в общей выработке электроэнергии составляет: ОЭС Центра (23%), ОЭС Северо-Запада (10%), ОЭС Юга (7%), ОЭС Востока (4%), ОЭС Сибири (20%), ОЭС Урала (25%), ОЭС Средняя Вола (11%).

Березовская ГРЭС является неотъемлемой частью ОЭС Сибири и участвует в покрытии баланса электроэнергии. Работая в ОЭС Сибири (не изолировано) Березовская ГРЭС обеспечивает необходимую надежность энергоснабжения потребителей электроэнергии. Доля выработки электроэнергии в структуре ОЭС Сибири составляет 5.2 % (по состоянию на 2008г.). Этот показатель рекордный с момента пуска 1 энергоблока на Березовской ГРЭС. В маловодные годы (при снижении выработки на ГЭС) максимально возможная выработка электростанции (по факту) составляет 10,8 млрд. кВтч. При введении в эксплуатацию третьего энергоблока на Березовской ГРЭС максимально возможная выработка электроэнергии увеличится в 1,5 раза.

Особенностью работы ОЭС Сибири является наличие большого количества крупных гидроэлектростанций (на ГЭС вырабатывается свыше 55% от общей выработки на электростанциях региона). Это накладывает определенную специфику на режимы работы тепловых электростанций в ОЭС Сибири. В маловодные годы при снижении выработки на ГЭС повышается доля тепловых электростанций в покрытии потребления.

Основными видами деятельности Березовской ГРЭС являются производство и поставка электрической энергии на Оптовый рынок электроэнергии и мощности и тепловой энергии.

Основной доход Березовской ГРЭС обеспечивает реализация электрической энергии. На ее долю приходится 93% от реализации электроэнергии на оптовый рынок, 0,02% от реализации электроэнергии на розничный рынок и 7,2% от реализации тепловой энергии.

На данный момент «Березовская ГЭС» является филиалом ПАО «ЮНИПРО». ПАО «ЮНИПРО» является участником оптового рынка электроэнергии и мощности. Березовская ГРЭС поставляет на оптовый рынок два основных вида товара: электроэнергию и мощность.

Потребителями электроэнергии и мощности являются крупнейшие энергосбытовые компании, а также энергоемкие заводы Красноярского края, Новосибирской области, Алтая, Кузбасса, Томска, Омска и других регионов.

Между поставщиком и потребителем заключаются договора, по которым потребитель обязательно должен купить э/э и мощность, а поставщик обязательно должен поставить требуемый объем э/э и мощности. В случае неисполнения своих обязательств тот или иной участник рынка должен будет вернуть не поставленную/не потребленную э/э и мощность в виде штрафных санкций.

Рынок электроэнергии имеет такой вид:

- регулируемый рынок – 6% от всей выработки электроэнергии продаются по регулируемым договорам. Тариф по этим договорам утверждаются Федеральным органом на один год.

- рынок свободной торговли – 94% от всей выработки электроэнергии продаются/покупаются по свободным ценам. Цены на конкурентном рынке формируют потребители и поставщики, подавая заявки на торги. Цена может меняться каждый час.

- рынок отклонений $\pm 0,5\%$ от всей выработки электроэнергии. Покупаются/продаются недостающие, либо излишние объемы э/э. Цена также свободная, участники формируют ее сами.

Рынок мощности имеет такой вид:

- регулируемый рынок – 6%, цена утверждена;
- свободный рынок – 94%, цена свободная;

С 2011г. полная либерализация рынка, т.е. 100% электроэнергии (за исключением населения) поставщик/покупатель продаёт/покупает по свободным ценам, которые формируются участником рынка на торгах.

Станция имеет низкий тариф (цену) как в регулируемом, так и в свободном секторе рынка по сравнению с другими станциями (конкурентами), что позволяет ей загрузиться в результате конкурентного отбора до максимальных параметров и получить максимальную прибыль от продаж электроэнергии.

Тепловая энергия – производимая Березовской ГРЭС потребляется промышленными предприятиями и коммунальной сферой города Шарыпово. Тариф на этот вид продукции так же утвержден Региональным органом Красноярского края на год.

Деятельность Березовской ГРЭС имеет ярко выраженный сезонный характер. Это связано с резким сокращением потребления тепла в летние месяцы. Отпуск тепла летом составляет примерно 25% от объема отпускаемого тепла в осенне-зимний период. Надо сказать, что в следствии климатических особенностей региона отопительный сезон здесь длится с октября по май включительно. Сезонность при отпуске электрической энергии связана с особенностями структуры энергетических мощностей региона, а также с проведением капитальных и текущих ремонтов оборудования станции в летние месяцы. В структуре энергетических мощностей региона велика доля гидроэлектростанций. С началом весеннего паводка выгодно наиболее полно использовать именно эти мощности для снижения тарифа на отпускаемую с

ОРЭМ электроэнергию. В этот период производится вывод в резерв части мощностей тепловых электростанций и соответственно снижается выработка электроэнергии. В связи с выше сказанным ремонты оборудования на станции планируются в основном на летнее время. Отпуск электрической энергии в летнее время при выводе в ремонт одного из двух действующих блоков снижается на 50%. При вводе в эксплуатацию третьего энергоблока сезонность работы связанная с выводом в ремонт оборудования будет менее заметна.

2.4 Перспективы и проблемы, связанные с осуществлением проекта модернизации электрооборудования в электрическом цехе филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО»

Согласно статистики наработки количества технических циклов «ВО», выключателей «ВЭ–6» секции 6кВ. по отдельным выключателям в 2016 году превысило 4000. В соответствии с «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации выключателей ВЭ–6», п. 9.5 технический ресурс этих выключателей будет исчерпан. В связи с этим необходима поэтапная замена выключателей ВЭ–6.

За 2016 г. было 28 случаев отказа выключателей ВЭ–6 из них:

- разрегулировка привода в результате механического износа деталей – 9 случаев;
- неисправность блок–контактов выключателя – 13 случаев;
- повреждение электродвигателя привода в результате старения изоляции обмотки электродвигателя – 6 случаев.

За первый квартал 2017г. было 5 случаев отказа выключателей ВЭ–6 из них:

- разрегулировка привода в результате механического износа деталей – 3 случая;
- неисправность блок-контактов выключателя – 2 случая.

Техническое обслуживание и ремонт выключателей выполняются своевременно, по графикам.

С заменой выключателей, предполагается увеличение годовой прибыли за счет снижения их отказов. Если учесть, что выключатели типа ВЭ–16 штук на энергоблоке № 1 выработали свой механический ресурс то их дальнейшая эксплуатация приведет к увеличению отказов с отключением секции, а следовательно остановам энергоблока и как следствие недовыработки электрической энергии. Для повторного пуска энергоблока из горячего состояния понадобится 6,5 часов.

Предлагается провести замену на вакуумные выключатели, адаптированные к установке в ячейках серии КЭ– 6, с защитой каждого присоединения от коммутационных перенапряжений типа ОПН.

Выключатели используются для вновь разрабатываемых КРУ, а также для реконструкции шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации. Установка выключателей серии ВР допускается только по согласованию с предприятием–изготовителем.

Замена выработавших свой ресурс электромагнитных выключателей ВЭ–6 на вакуумные выключатели, адаптированные к установке в ячейках серии КЭ–6, с защитой каждого присоединения от коммутационных перенапряжений типа ОПН планируется в связи с их выработкой механического ресурса 8000 операций «включения–отключения», это 20 лет полезного использования (в «Инструкции по эксплуатации выключателей серии ВЭ–6» пункт № 9.5 определено – максимально допустимое количество механических циклов «включения – отключения» выключателями составляет – 8000 операций).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренная в данном дипломном проекте тема является актуальной, так как инвестиционная деятельность представляет собой один из наиболее важных аспектов функционирования любой коммерческой организации. Причинами, обуславливающими необходимость инвестиций, являются обновление имеющейся материально–технической базы, наращивание объемов производства, освоение новых видов деятельности

Прежде чем инвестировать любой проект, необходимо дать комплексную оценку эффективности проекта, оценить реализацию проекта с точки зрения участников проекта, выявить граничные условия эффективности проекта, оценить риски, связанные с реализацией проекта и устойчивости проекта при случайных изменениях внешних условий.

Таким образом, в работе была поставлена цель – разработка и комплексная оценка эффективности инвестиционного проекта «Разработка и обоснование инвестиционного проекта модернизации электрооборудования электрического цеха (на примере филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО».

Для достижения поставленной цели в работе были решены следующие задачи.

Исследованы тенденции, перспективы и проблемы, связанные с осуществлением инвестиционной деятельности в энергетической отрасли и в частности в филиале «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО». В ближайшие несколько лет экономике нашей страны предстоит претерпеть всестороннюю, комплексную модернизацию. Главной целью этой модернизации является качественное, инновационное развитие экономики, уход от ориентации только на сырьевой рост. Предприятиям Красноярска, как одного из крупнейших промышленных центров страны, необходимо уже сегодня сделать ставку на развитие инновационных технологий. В этих

условиях энергетическая инфраструктура должна развиваться опережающими темпами, создавая благоприятные условия для развития современных производств, там, где это наиболее эффективно.

Определено положение филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» на рынках тепло– и электроэнергии. Филиал «ПАО «ЮНИПРО» занимает лидирующее положение в производстве и сбыте тепловой энергии на территории РФ. Можно утверждать о высокой конкурентоспособности филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «ЮНИПРО» в сравнении с другими производителями электро и теплоэнергии на территории обслуживания компании.

Действующая инвестпрограмма компании нацелена на удовлетворение растущих потребностей регионов в энергоресурсах, на обеспечение надежности энергопоставок, улучшение экологических и экономических показателей. Основными инвестиционными проектами компании на ближайшее будущее являются проекты «Строительство энергоблока №3 Берёзовская ГРЭС».

Выполнен сравнительный анализ существующих методов оценки инвестиционных проектов в отрасли, рассмотрена комплексная оценка различных видов эффективности инвестиционных проектов. На основании чего был сделан вывод о том, что эффективность инвестиционных проектов следует оценивать по нескольким критериям и несколькими методами.

Был разработан инвестиционный проект, проведена оценка эффективности проекта, включающая, финансово–экономическую оценку и оценку бюджетной эффективности, был проведен анализ проектных рисков, связанных с реализацией проекта.

При экономической оценки эффективности проекта использовался динамический метод, основанный на дисконтировании.

На основе проведенной финансово–экономической оценки эффективности проекта можно сделать вывод о его целесообразности, поскольку:

1) чистый дисконтированный доход» выше нуля и составляет 7,3 млн. руб.

2) значение «внутренней нормы доходности» превышает норму дисконта в 5,6 раза.

3) дисконтированный индекс доходности» показывает, что на рубль инвестиций будет приходиться доход равный 2,73, что больше единицы это доказывает устойчивость проекта.

4) простой и дисконтированный срок окупаемости меньше срока реализации проекта, 2,9 и 3,6года соответственно, это также является доказательством эффективности проекта.

В ходе проведенного анализа чувствительности были выявлены факторы, оказывающие наибольшее влияние на показатели эффективности проекта:

- средневзвешенная цена э.э. РСВ;
- цена на мазут;
- тариф на установленную мощность;
- ставка дисконтирования.

Выполненный анализ безубыточности позволил определить предельные значения факторов и их допустимое изменение, а, значит, и состояние безубыточности проекта при различных значениях факторов внешней и внутренней среды.

Таким образом, при базовой норме дисконта проект останется безубыточным, если:

- цена мазута уменьшиться в 2,2 раза или
- капитальные вложения увеличатся в 1,7 раза или
- тариф на установленную мощность уменьшиться в 2,2 раза;

- средневзвешенная цена э.э. РСВ уменьшиться на 92%.

Проведенный анализ безубыточности позволяет сделать вывод о том, что главными ограничивающими факторами для прибыльности проекта являются капитальные вложения, тариф на установленную мощность, средневзвешенная цена э.э. РСВ и на них стоит обратить особое внимание при реализации проекта.

В рамках оценки эффективности проекта в целом была также рассмотрена бюджетная эффективность. Проведенная оценка бюджетной эффективности проекта позволяет сделать вывод о том, что проект эффективен не только для предприятия, его реализующего, но и для федерального и регионального бюджетов. Чистый приведенный доход бюджета составляет 16,57 млн. руб.

На основе проведенных расчетов, можно сделать вывод, что проект является эффективным, а значит прибыльным, имеет высокую устойчивость и резерв безопасности. Проведенные расчеты свидетельствуют об окупаемости и эффективности предлагаемого проекта и характеризуют его высокую жизнеспособность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Федеральный закон от 25.02.99г. №39–ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капиталовложений».
- 2 Энергетическая стратегия России на период до 2030 года утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715–р
- 3 Энергетическая стратегия России на период до 2020 года утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234–р
- 4 Бирман, Г.Ю. Экономический анализ инвестиционных проектов: учебное пособие для студ. сред. проф. учеб. заведений / Г.Ю. Бирман. – М.: Банки и биржи ЮНИТИ, 2006. – 224 с.
- 5 Гришина, И.В. Анализ и прогнозирование инвестиционных процессов в регионах России : – М.: СОПС, 2005. – 256с.
- 6 Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215–р
- 7 Гительман, Л.Д. Энергетический бизнес: учебное пособие/ Л.Д. Гительман, Б.Е. Радников. – 2 изд., испр. – М.: Дело, 2006. – 600 с. Гуслистый, А. Управление инвестициями. Диверсификация портфеля, риск и слежки за рынком : / А. Гуслистый. – М.: Интернет–Трейдинг, 2005. – 31–41с.
- 8 Зубова, М.В. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие для студентов всех форм обучения и специальностей / СФУ ИГУиРЭ. Красноярск 2008. – 67–146с.
- 9 Зубова, М.В. Автоматизированное рабочее место финансового менеджера. Анализ проектных рисков инвестиций в энергопроекты с

использованием программного продукта «ENERGY-INVEST»: / М. В. Зубова.: Уч. – изд. – ИПЦ КГТУ 2004. – 6–68с.

10 Коссов, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – М–во экон. РФ, М–во 65роц. РФ, ГК по стр–ву, архит. и жил. политике; – М.: ОАО «НПО «Изд–во «Экономика», 2000. – 556с.

11 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: / М–во экономики РФ, М–во финансов РФ, ГК по строительству, архит. и жилищной политике; рук. авт. кол.: В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000.

12 Методические указания по разработке плана прогноза развития генерирующих компаний и теплосетевых компаний на 2010–2020гг.: – М., 2009. Министерство энергетики Российской Федерации, ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике».

13 Непомнящий, Е.Г. Инвестиционное проектирование: учеб. пособие / Е.Г Непомнящий. – Таганрог: ТРТУ, 2003 – 265с.

14 Орлова, Е. Р. Инвестиции: учебник для ВУЗов/ Е. Р. Орлова. – М.: Омега–Л, 2006. – 207 с.

15 Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. ОАО РАО «ЕЭС России» 2008 г.

16 Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов в электроэнергетике: — М.,1997. – 4–27с.

17 Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике (с типовыми примерами): – М., 2000. – 14–32с.

18 Савицкая, Г.В. Анализ инвестиционной деятельности предприятия: учебное пособие / Г.В. Савицкая. – М.: Новое знание, 2002. – 704 с.

19 Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года разработанные ЗАО «АПБЭ» по заказу Минэнерго России. – М., 2009.

20 Финансы предприятий: / Е. М. Бородина, Ю. С. Голикова, Н. В. Колчина, З. М. Смирнова. – М.: ЮНИТИ, 1995 – 234 с.

21 Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2008 году [Электронный ресурс]: информационно–аналитический доклад подготовлен Министерством энергетики Российской Федерации в сотрудничестве с Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике и при участии инфраструктурных организаций отрасли. – Электрон. дан. – Режим доступа <http://www.e-arbe.ru/analytical/doklad2008.php> Загл. с экрана. – Имеется печатный аналог.

22 Царев, В. В. Оценка экономической эффективности инвестиций: / В. В.Царев, – СПб.: Питер, 2004. – 140–145с.

23 Шапиро, В.Д. Управление проектами: учебник для студентов вузов/В.Д. Шапиро. – М.,–1996.

24 Экономическая оценка инвестиций: учеб. пособие / М. И. Ример, А. Д. Касатов, Н. Н. Матиенко; под общ. Ред. М. И. Ример – СПб: Питер, 2006. – 480 с.

25 Гришина, И. В. Методология комплексного анализа инвестиционных процессов в регионах России // Инвестиции в России, 2005. – №4. – С. 3.

26 Гришина, И. В. Инвестиционная привлекательность регионов России для частных инвесторов: новые результаты сравнительного анализа // Инвестиции в России, 2008. – №4. – С. 3–13.

27 Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С.Самсонов, М.А.Вяткин. – М.: Высш.шк..., 2001. –416с.

- 28 Марголин, А.М. Экономическая оценка инвестиций: учебник / А.М. Марголин, А.Я.Быстряков. – Издательство «ЭКМОС», 2001. – 240с.
- 29 Бард, В.С. Инвестиционные проблемы российской экономики: / В.С.Бард.–М: Экзамен., 2000.
- 30 Меркулов, Я.С. Экономическая оценка эффективности инвестиций и финансирование инвестиционных проектов:/Я.С.Меркулов. – М.: ИКЦ «ДИС», 1997.–158с.
- 31 Стоянова, Е.С. Финансовый менеджмент. Теория и практика: учеб для вузов / Е.С.Стоянова. – М.: Перспектива, 2000. – 656с.
- 32 Гительман, Л.Д. Эффективность энергокомпаний. Экономика. Менеджмент. Реформирование: / Л.Д. Гительман, Б.Е.Ратников. – М.: ЗАО «Олимп–Бизнес», 2002. –544с.
- 33 Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Я. Рыжкин. Под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3–е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. – 1999. – 328 с.
- 34 Ковалев, В.В. Методы оценки инвестиционных проектов:/В .В. Ковалев. –М.: Финансы и статистика, 2000. – 141с.
- 35 Липсиц, И.В. Инвестиционный проект:/И.В. Липсиц. – М.: Издательство БЕК, 1999.–293 с.
- 36 Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С.Самсонов, М.А.Вяткин. – М.: Высш.шк., 2001. –416с.
- 37 Марголин, А.М. Экономическая оценка инвестиций: учебник / А.М. Марголин, А.Я.Быстряков. – Издательство «ЭКМОС», 2001. – 240с.
- 38 Бард, В.С. Инвестиционные проблемы российской экономики: / В.С.Бард.–М: Экзамен., 2000.
- 39 Меркулов, Я.С. Экономическая оценка эффективности инвестиций и финансирование инвестиционных проектов:/Я.С.Меркулов. – М.: ИКЦ «ДИС», 1997.–158с.

- 40 Стоянова, Е.С. Финансовый менеджмент. Теория и практика: учеб для вузов / Е.С.Стоянова. – М.: Перспектива, 2000. – 656с.
- 41 Гительман, Л.Д. Эффективность энергокомпаний. Экономика. Менеджмент. Реформирование: / Л.Д. Гительман, Б.Е.Ратников. – М.: ЗАО «Олимп–Бизнес», 2002. –544с.
- 42 Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Я. Рыжкин. Под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3–е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. – 1999. – 328 с.
- 43 Ковалев, В.В. Методы оценки инвестиционных проектов:/В .В. Ковалев. –М.: Финансы и статистика, 2000. – 141с.
- 44 Липсиц, И.В. Инвестиционный проект:/И.В. Липсиц. – М.: Издательство БЕК, 1999.–293 с.
- 45 Царев, В.В., Виленский. Оценка эффективности инвестиционных проектов:/ В.В. Царев, Виленский.– Питер, 2004.–288 с.
- 46 Бекетова, О.Н. Бизнес–план: Теория и практика / О.Н.Бекетова, В.И. Найденов. – М: Альфа–Пресс, 2004. – 272 с.
- 47 Попов, В.М. Бизнес–план инвестиционного проекта: Отечественный и зарубежный опыт. Современная практика и документация: учебно–практическое пособие – 5–е изд., перераб. и доп./ В.М. Попов. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 423с.
- 48 Ковалев, В.В. Финансовый анализ: методы и процедуры / В.В. Ковалев. –М.: Финансы и статистика, 2002. – 560с.
- 49 Ансофф, И. Стратегическое управление:/ И. Ансофф. – М.:Экономика, 2000.– 347с.
- 50 Белолипецкий, В.Г. Финансовый менеджмент: Учебное пособие/ В.Г. Белолипецкий. – М.: КноРус 2005. – 448с.
- 51 Бочаров, В.В. Инвестиции: Учебник для вузов.2–е изд.– СПб.: Питер,2008–384 с.

- 52 Валинурова, Л.С. Управление инвестиционной деятельностью:/ Л.С. Валинурова, О.Б. Казакова.– М.: КноРус, 2005.–384с.
- 53 Есипов, В. Экономическая оценка инвестиций:/ В. Есипов, Г. Маховикова, И. Бузова.– М.: Вектор, 2005. – 287с.
- 54 Идрисов, А.Б. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций:/ А.Б. Идрисов, С.В. Картышев, А.В. Постиков. – М.: Филинь, 2000—266с.
- 55 Косов, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов:/ В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. – М.: Экономика, 2005.–421с.
- 56 Мелекумов Я.С. Экономическая оценка эффективности инвестиций:/ Я.С. Мелекумов.– М.: ИКЦ «ДИС», 2001.–160с.
- 57 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999г. № ВК 477).
- 58 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для вузов / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – М.: Высш.шк., 2008. – 416 с.
- 59 Стайкова, В. А. Чистое будущее формируется сегодня / В.А.Стайкова // Мегаватт – 2008. – № 10. – С. 4–5.
- 60 Старик, Д. Э. Расчеты эффективности инвестиционных проектов / Д.Э. Старик. – М.: «Финстатинформ», 2007. – 131с.
- 61 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: / М–во экономики РФ, М–во финансов РФ, ГК по строительству, архит. и жилищной политике; рук. авт. кол.: В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000.
- 62 Методические указания по разработке плана прогноза развития генерирующих компаний и теплосетевых компаний на 2010–2020гг.: – М., 2009.

Министерство энергетики Российской Федерации, ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике».

63 Непомнящий, Е.Г. Инвестиционное проектирование: учеб. пособие / Е.Г Непомнящий. – Таганрог: ТРТУ, 2003 – 265с.

64 Орлова, Е. Р. Инвестиции: учебник для ВУЗов/ Е. Р. Орлова. – М.: Омега–Л, 2006. – 207 с.

65 Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. ОАО РАО «ЕЭС России» 2008 г.

66 Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов в электроэнергетике.: — М.,1997. – 4–27с.

67 Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике (с типовыми примерами).: – М., 2000. – 14–32с.

68 Савицкая, Г.В. Анализ инвестиционной деятельности предприятия: учебное пособие / Г.В. Савицкая. – М.: Новое знание, 2002. – 704 с.

69 Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года разработанные ЗАО «АПБЭ» по заказу Минэнерго России. – М., 2009.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет показателей коммерческой эффективности проекта

Таблица А1–Расчет инвестиционных затрат

Вид деятельности	Цена, тыс. руб./ед.	Количество	Стоимость тыс. рублей
Приобретение оборудования (вакуумных выключателей ВР–6В– 40/1600У2)	310,0	16	4960
Демонтаж выключателей ВЭ–6 (расшиновка, разборка). Монтаж выключателей ВР–6В– 40/1600У2 (регулировка, ошиновка, опробование)	7,02	16	112,32
Материалы			
1. Бензин А–80, кг	0,02	20	0,4
2. Бязь х/б для обтира, кг	0,04	20	0,8
3. Смазка ЦИАТИМ 221, кг	0,735	10	7,35
Транспортно– заготовительные расходы (10% от итога «Материалы»)			0,855
Итого:			5081,73

Таблица А2 –Динамика налога на имущество

Показатели в тысячах рублей

Показатель	Год									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Стоимость на начало периода	5 081,0.	4 572,9	4 008,3.	3 443,7.	2 879,2	2 314,6	1 750,1	1 185,5	621,0	56,4
Амортизационные отчисления	508,1	564,5	564,5	564,5	564,5.	564,5	564,5	564,5	564,5	564,5
Стоимость на конец периода	4 572,9	4 008,3	3 443,7	2 879,2	2 314,6	1 750,1	1 185,5	621,0	56,4	0,00
Среднегодовая стоимость	4 826,9	4 290,6	3 726,0	3 161,5	2 596,9	2 032,4	1 467,8	903,2	338,7	28,2
Налог на имущество (2,2%)	106,1	94,3	81,9	69,5	57,1	44,7	32,2	19,8	7,4	0,621.

Таблица А3– Оценка эффективности инвестиционного проекта

Показатели в тысячах рублей

Показатель	Годы										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Операционная деятельность											
Экономический эффект от замены выключате		2530 , 630	2783 , 693	3062 , 062	3368 , 268	3705 , 0	4075 , 6	4483 , 1	4931, 482	542 4,6	5967, 09
Налог на имущество		106, 192	94, 393	81, 973	69, 553	57,1 33	44,7 12	32,2 92	19, 872	7, 452	0,621 .
Экономический эффект		2424 , 43	2689 , 29	2980 , 08	3298 , 71	3647 , 9	4030 , 8	4450 , 8	4911, 61	541 7,1	5966, 47
Налог на прибыль		484, 88	537, 85	596, 01	659, 74	729, 59	806, 17	890, 17	982, 32	108 3,4	1193, 29
Чистый экономический эффект		1939 , 54	2151 , 43	2384 , 07	2638 , 97	2918 , 3	3224 , 7	3560 , 6	3929, 28	433 3,7	4773, 17
Амортизация		508, 10	564, 55	564, 55	564, 55	564, 55	564, 55	564, 55	564, 55	564 ,55	564, 55
Сальдо от операционной деятельности		2447 , 64	2715 , 99	2948 , 62	3203 , 52	3482 , 9	3789 , 2	4125 , 2	4493, 84	489 8,2	5337, 73
Инвестиционная деятельность											
Затраты на приобретение ОС		–4 960, 0									
Затраты на монтаж		– 112,									

Продолжение таблицы АЗ

Показатель											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Затраты на материалы	– 9,41										
Сальдо от инвестиционной деятельности	– 5081 ,73										
Чистый денежный поток	– 5081 ,73	2447 , 64	2715 , 99	2948 , 62	3203 , 52	3482 , 9	3789 , 2	4125 , 2	4493, 84	4898 , 2	5337 , 73
Чистый денежный поток с нарастающим	– 5081 ,73	– 2634 ,08	81, 91	3030 , 54	6234 , 07	9716 , 9	1350 6	1763 1,	2212 5, 36	2702 3	3236 1, 39
Дисконтированный чистый денежный	– 5081 ,7	1699 , 75	1571 , 75	1421 , 98	1287 , 42	1166 , 4	1057 , 5	959, 40	870, 93	791, 1	718, 39
Дисконтированный чистый денежный нарастающим итогом	– 5081 ,7	– 2535 , 01	– 963, 26	458, 72	1746 , 14	2912 , 5	3970	4929 , 4	5800, 42	6591 , 5	7309 , 92
Чистый дисконтированный доход	7309 , 92										
Индекс доходности	2,73										
Дисконтированный срок окупаемости	3,6										

Продолжение таблицы А3

Показатель	Годы										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Внутренняя норма доходности	56%										
Простой срок окупаемости	2,97										

Таблица А4 – График погашения кредита

Показатели в тысячах рублей

Год	Сумма на начало периода	Начисленные проценты		Погашение основной суммы долга	Сумма на конец периода
		12,65%	6,35%		
1	2000,0	253,00	127,0	1000,0	1000,
2	1000,0	126,50	63,50	1000,0	0
ИТОГО		379,50	190,5		

Таблица А5 –Оценка эффективности участия предприятия в проекте при
использовании банковского кредита.

Показатели в тысячах рублей

Показатель	Годы										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Операционная деятельность											
Экономический эффект от замены выключателя		2530,63	2783,69	3062,06	3368,26	3705	4075,6	4483,1	4931,48	5424,6	5967,09
Налог на имущество		106,19	94,39	81,97	69,55	57,13	44,71	32,29	19,87	7,45	0,62.
Проценты за кредит (11,5% * 1,1=12,65%)		253	126,5								
Экономический эффект		2171,43	2562,79	2980,08	3298,71	3647,9	4030,8	4450,8	4911,61	5417,1	5966,47
Налог на прибыль		434,28	512,55	596,01	659,74	729,59	806,17	890,17	982,32	1083,4	1193,29
Чистый экономический эффект		1737,14	2050,23	2384,07	2638,97	2918,3	3224,7	3560,6	3929,28	4333,7	4773,17
Проценты за кредит (6,5%)		127	63,5								
Амортизация		508,1	564,55	564,55	564,55	564,55	564,55	564,55	564,55	564,55	564,55
Сальдо от операционной деятельности		2118,24	2551,29	2948,62	3203,52	3482,9	3789,2	4125,2	4493,84	4898,2	5337,73
Инвестиционная деятельность											
Затраты на приобретение	-4960,0										
Затраты на монтаж	-112,3										
Затраты на материалы	-9,41										

Продолжение таблицы А5

Показатели	Годы										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сальдо от инвестиционной деятельности	— 5081,7 3										
Финансовая деятельность											
Поступление заемных средств	2000,0										
Погашение задолженности по заёмным средствам		— 1000, 0	— 1000,0								
Сальдо от финансовой деятельности	2000,0	— 1000, 0	— 1000,0								
Чистый денежный поток	—3081, 73	1118, 24	1551, 29	2948, 62	3203, 52	3482, 9	3789, 2	4125, 2	4493, 84	4898, 2	5337, 73
Чистый денежный поток с нарастающими итогом	—3081, 73	— 1963, 48	—412, 18	2536, 44	5739, 97	9222, 8	1301, 2	1713, 7,	2163, 1,26	2652, 9	3186, 7,29
Дисконтированный чистый денежный	—2568, 10	776, 56	897, 74	1421, 98	1287, 42	1166, 4	1057, 5	959, 4	870, 93	791, 1	718, 39
Дисконтированный чистый денежный поток нарастающими итогом	—2568, 1	— 1791, 54	—893, 80	528, 17	1815, 60	2982, 0	4039, 5	4998, 9	5869, 88	6660, 9	7379, 38

Продолжение таблицы А5

Показатели	Годы										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Чистый дисконтированный доход	6310,2										
Индекс доходности	2,49										
Дисконтированный срок окупаемости	3,8										
Внутренняя норма доходности	56%										
Простой срок окупаемости	2,97										

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Анализ чувствительности проекта

Таблица Б1 – Чувствительность критерия NPV

Показатель	Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. рублей						
	–10%	0%	10%	20%	30%	40%	50%
Цена на мазут руб./т.	7054	7379	7704	8029	8354	8680	9005
Капитальные вложения	7205	7379	7553	7727	7901	8075	8249
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./МВт*ч	6580	7379	8178	8977	9776	1057	1137
Коэффициент неготовности	7380	7379	7379	7378	7377	7377	7376
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	7052	7379	7705	8032	8359	8685	9012
Ставка дисконтирования	8447	7379	6454	5651	4951	4338	3800

Чувствительность критерия NPV, %

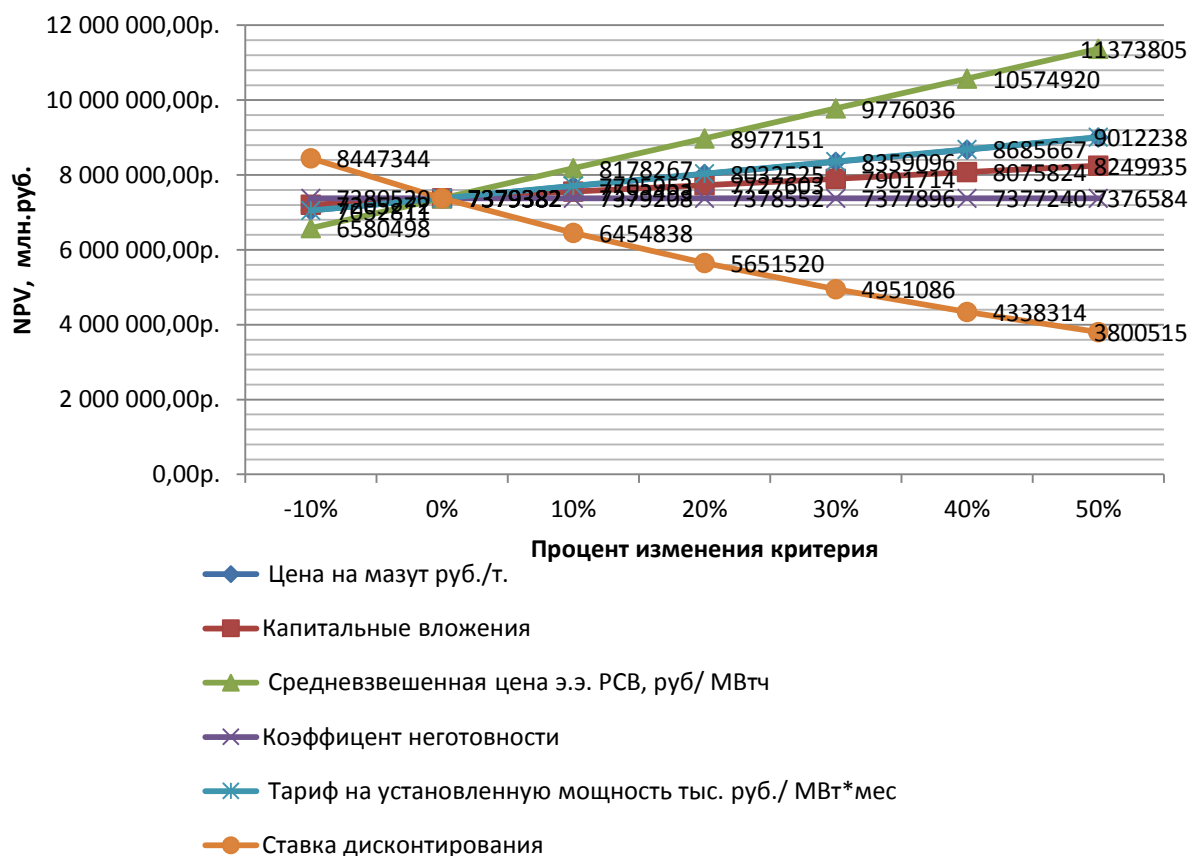


Рисунок Б1 – Чувствительность критерия NPV

Таблица Б2 – Чувствительность критерия IRR

Показатель	Чистый дисконтированный доход (IRR), %						
	-10%	0%	10%	20%	30%	40%	50%
Цена на мазут руб./т.	63,4	65,4	67,3	69,2	71,1	73,0	74,9
Капитальные вложения	64,2	65,4	66,5	67,7	68,8	70,0	71,1
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./МВтч	60,7	65,4	70,1	74,8	79,5	84,2	89,0
Коэффициент неготовности	65,4	65,4	65,4	65,4	65,3	65,3	65,3
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	63,4	65,4	67,3	69,2	71,1	73,0	75,0
Ставка дисконтирования	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4

Чувствительность критерия IRR

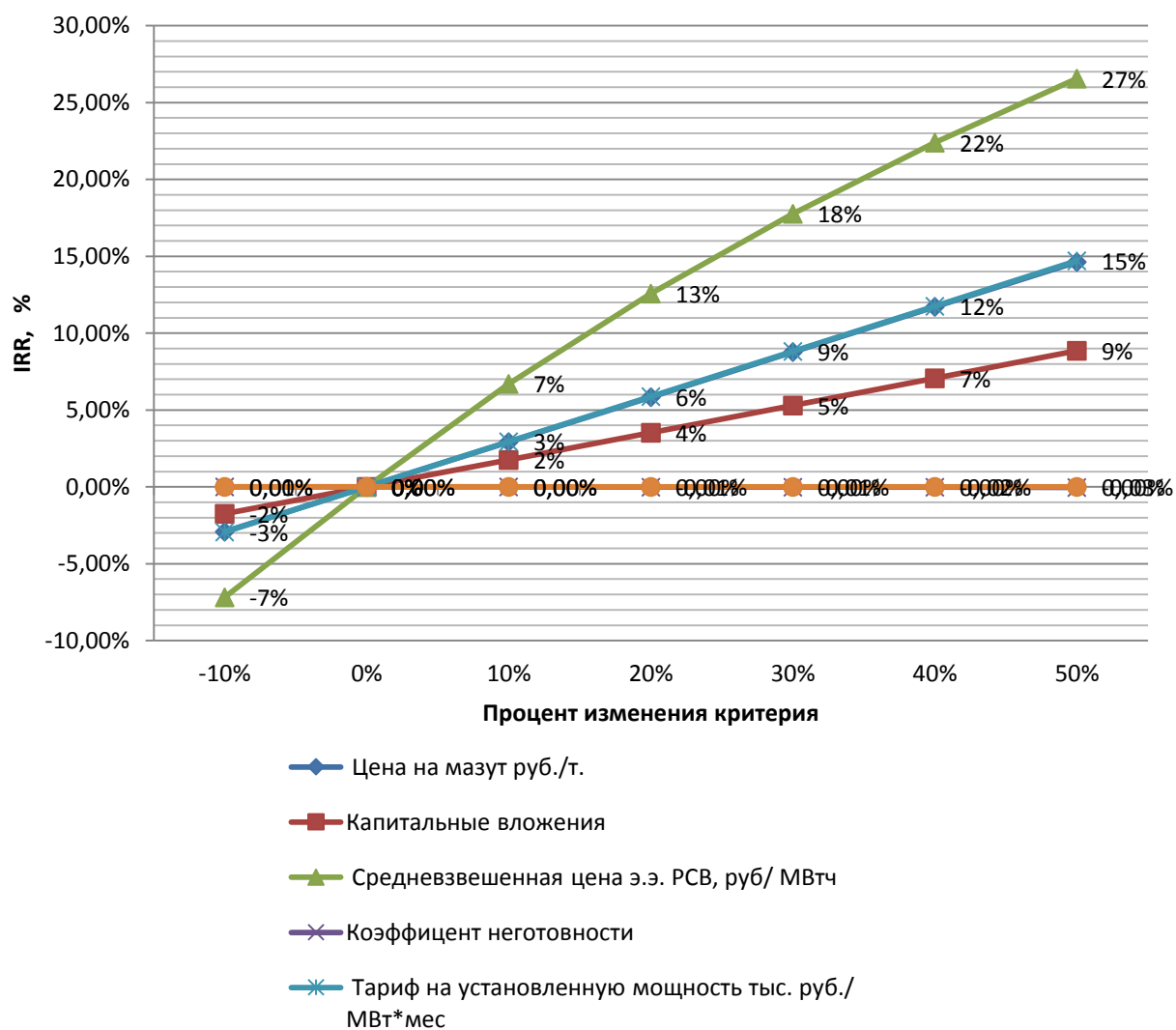


Рисунок 7 – Чувствительность критерия IRR, %

Таблица Б3 – Чувствительность критерия DPI

Показатель	Чистый дисконтированный доход (DPI)						
	–10%	0%	10%	20%	30%	40%	50%
Цена на мазут руб./т.	3,75	3,87	4,00	4,13	4,25	4,38	4,51
Капитальные вложения	3,81	3,87	3,94	4,01	4,08	4,14	4,21
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./ МВтч	3,56	3,87	4,18	4,50	4,81	5,12	5,43
Коэффициент неготовности	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	3,75	3,87	4,00	4,13	4,25	4,38	4,51
Ставка дисконтирования	4,23	3,87	3,56	3,27	3,02	2,80	2,60

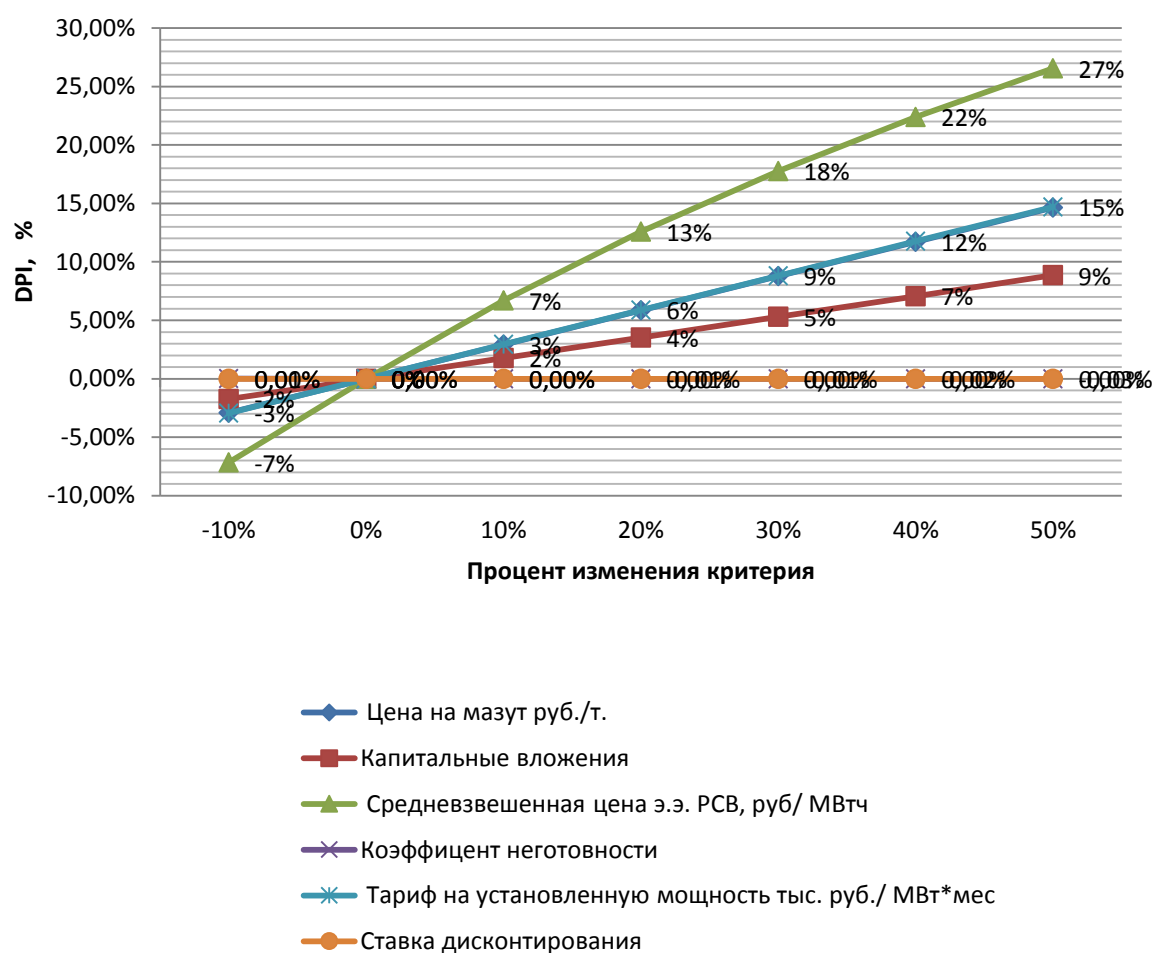


Рисунок 8 – Чувствительность критерия DPI, %

Таблица Б4 – Чувствительность критерия DPP

Показатель	Чистый дисконтированный доход (DPP), лет						
	-10%	0%	10%	20%	30%	40%	50%
Цена на мазут руб./т.	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,3	3,2
Капитальные вложения	3,6	3,6	3,5	3,5	3,4	3,4	3,3
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./МВт*ч	3,8	3,6	3,4	3,2	3,0	2,9	2,8
Коэффициент неготовности	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,3	3,2
Ставка дисконтирования	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0

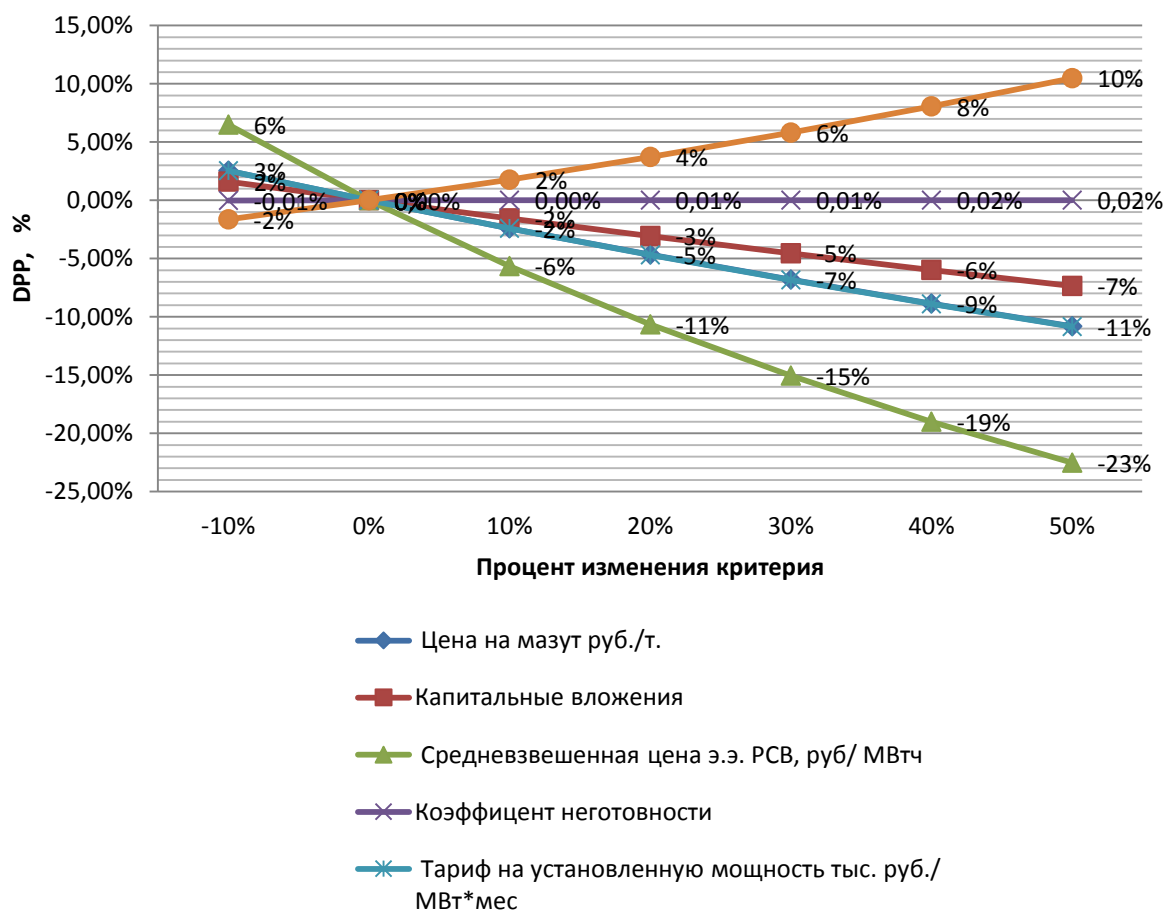


Рисунок 9 –Чувствительность критерия DPP, %

Таблица Б5 – Чувствительность критерия РР

Показатель	Чистый дисконтированный доход (РР), лет						
	-10%	0%	10%	20%	30%	40%	50%
Цена на мазут руб./т.	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Капитальные вложения	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./ МВт*ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Коэффициент неготовности	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Ставка дисконтирования	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2

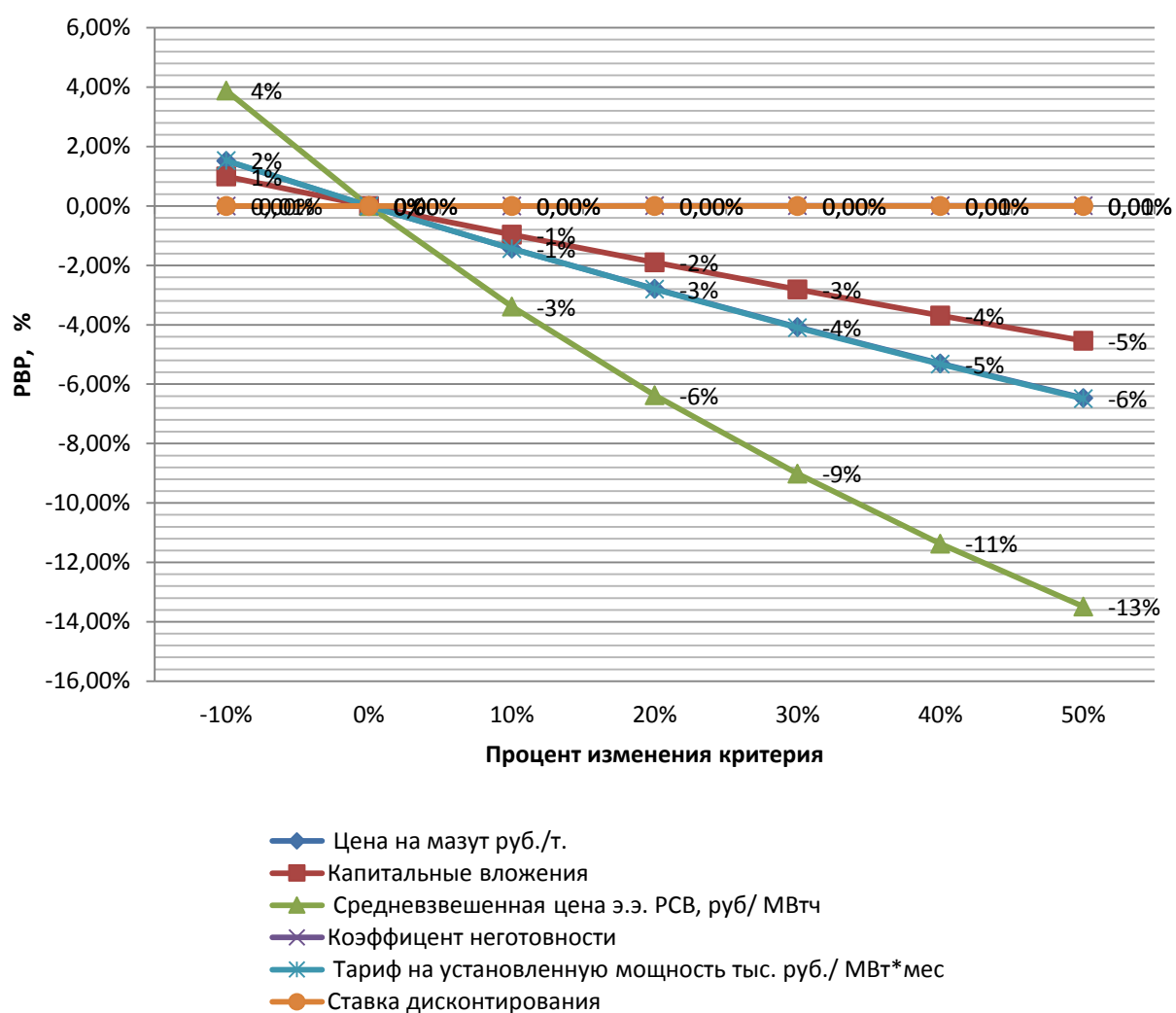


Рисунок 10 –Чувствительность критерия РВР, %

Таблица Б6 – Чувствительность критерия NPV

Показатель	Чистый дисконтированный доход (NPV)						
	10%	%	0%	0%	0%	0%	0%
Цена на мазут руб./т.	4%	%	%	%	3%	8%	2%
Капитальные вложения	2%	%	%	%	%	%	2%
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./МВт*ч	11%	%	1%	2%	2%	3%	4%
Коэффициент неготовности	,02%	,00%	,00%	0,01%	0,02 %	0,03 %	0,04 %
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	4%	%	%	%	3%	8%	2%
Ставка дисконтирования	4%	%	13%	23%	33%	41%	48%

Таблица Б7 – Чувствительность критерия IRR

Показатель	Чистый дисконтированный доход (IRR)						
	10%	%	0%	0%	0%	0%	0%
Цена на мазут руб./т.	3%	%	%	%	%	2%	5%
Капитальные вложения	2%	%	%	%	%	%	%
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./МВт*ч	7%	%	%	3%	8%	2%	7%
Коэффициент неготовности	,01%	,00%	,00%	0,01%	0,01 %	0,02 %	0,03 %
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	3%	%	%	%	%	2%	5%
Ставка дисконтирования	,00%	,00%	,00%	,00%	,00%	,00%	,00%

Таблица Б8 – Чувствительность критерия DPI

Показатель	Чистый дисконтированный доход (DPI)						
	10%	%	0%	0%	0%	0%	0%
Цена на мазут руб./т.	75%	%	%	%	0%	3%	6%
Капитальные вложения	100%	2%	%	%	%	%	%
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./ МВт*ч	,00%	,00 %	%	6%	4%	2%	0%
Коэффициент неготовности	,01%	,00 %	,00%	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,02 %
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	3%	%	%	%	0%	3%	6%
Ставка дисконтирования	%	%	8%	15%	22%	28%	33%

Таблица Б9 – Чувствительность критерия DPP

Показатель	Чистый дисконтированный доход (DPP), лет						
	10%	%	0%	0%	0%	0%	0%
Цена на мазут руб./т.	3%	0%	–2%	–5%	–7%	–9%	–11%
Капитальные вложения	2%	0%	–2%	–3%	–5%	–6%	–7%
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./МВт*ч	6%	0%	–6%	–11%	–15%	–19%	–23%
Коэффициент неготовности	– 0,01%	0,00 %	0,00 %	0,01%	0,01 %	0,02 %	0,02 %
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	3%	0%	–2%	–5%	–7%	–9%	–11%
Ставка дисконтирования	–2%	0%	2%	4%	6%	8%	10%

Таблица Б10 – Чувствительность критерия PP

Показатель	Чистый дисконтированный доход (PP), лет						
	10%	%	0%	0%	0%	0%	0%
Цена на мазут руб./т.	2%	0%	–1%	–3%	–4%	–5%	–6%
Капитальные вложения	1%	0%	–1%	–2%	–3%	–4%	–5%
Средневзвешенная цена э.э. РСВ, руб./ МВт*ч	4%	0%	–3%	–6%	–9%	– 11%	– 13%
Коэффициент неготовности	– 0,01 %	0,0 0%	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %
Тариф на установленную мощность тыс. руб./ МВт*месяц	2%	0%	–1%	–3%	–4%	–5%	–6%
Ставка дисконтирования	0,00 %	0,0 0%	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Анализ безубыточности проекта

Таблица В1 – Анализ безубыточности в абсолютных величинах

Норма дисконта, %	Средневзвешен ная цена э.э. РСВ, Руб./ МВт*ч	Цена на мазут руб./т.	Тариф на установленную мощность тыс.руб./ МВт*месяц	Капитальные вложения, млн. рублей
10%	–46,81	–11 648	–239,98	–21,35
15%	–5,40	–10 327	–213,80	–17,02
20,0%	37,09	–8 879	–182,78	–13,94
25%	92,80	–7 324	–150,66	–11,69
30%	127,51	–5 683	–116,77	–10,02
35%	175,78	–3 978	–81,54	–8,75
40%	225,42	–2 223	–45,30	–7,77
45%	276,02	–435	–8,36	–6,99
50%	327,27	1 377	29,05	–6,37
55%	378,89	3 201	66,73	–5,86
60%	430,70	5 032	104,55	–5,45
65,4%	486,69	7 010	145,43	–5,08
70%	534,32	8 694	180,20	–4,81
75%	585,96	10 519	217,90	–4,57

Таблица В2 – Анализ безубыточности в относительных величинах

Норма дисконта , %	Средневзвешенная цена э.э. РСВ, %	Цена на мазут, %	Тариф на установленную мощность, %	Капитальные вложения, %
10%	–110%	–201,0%	–265%	320%
15%	–101%	–189,5%	–247%	235%
20,0%	–92%	–177,0%	–226%	174%
25%	–81%	–163,5%	–204%	130%
30%	–74%	–149,3%	–180%	97%
35%	–64%	–134,5%	–156%	72%
40%	–54%	–119,3%	–131%	53%
45%	–43%	–103,8%	–106%	38%
50%	–33%	–88,1%	–80%	25%
55%	–22%	–72,2%	–54%	15%
60%	–12%	–56,4%	–28%	7%
65,4%	0%	0,0%	0%	0%
70%	10%	24,6%	24%	–5%
75%	20%	50%	50%	–10%
10%	–110%	–201,0%	–265%	320%

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет показателей бюджетной эффективности проекта

Таблица Г1 – Распределение налоговых поступлений от проекта в бюджеты разных уровней

Вид налога	Процент налоговых поступлений от общей суммы налога в	
	федеральный бюджет	территориальный бюджет
Налог на добавленную стоимость	100%	0%
Налог на прибыль	10%	90%
Налог на имущество	0%	100%

Таблица Г2 – Доходы бюджетов (итоговые параметры при реализации проекта)

Показатели в миллионах рублей

Показатель бюджетной эффективности	Значение
Ставка дисконтирования	6,07%
Чистый дисконтированный доход бюджета, в том числе:	16,576
федерального бюджета	13,747
территориального бюджета	2,829